全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试系列

全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试培训教程

专业考试

（发输变电）

注册电气工程师考试培训教程编写组　编

電子工業出版社
Publishing House of Electronics Industry
北京·BEIJING

VISIT…

LANZAROTE Caliente.com

内容简介

本书以全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试为背景编写，以大纲为准，服务考生。全书共分17章，主要内容包括安全，环境保护与节能，消防，电气主接线，短路电流计算，设备选择，导体及电缆的设计选择，电气设备布置及配电装置设计，过电压保护和绝缘配合，接地，仪表和控制，继电保护、安全自动装置及调度自动化，直流系统，发电厂和变电所用电，照明，输电线路，电力系统规划设计。

本书内容全面，难度适宜，注重实用性，可作为参加注册电气工程师执业资格考试考生的参考书籍。

未经许可，不得以任何方式复制或抄袭本书之部分或全部内容。
版权所有，侵权必究。

图书在版编目(CIP)数据

全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试培训教程．专业考试．发输变电/注册电气工程师考试培训教程编写组编．—北京：电子工业出版社，2015.4
(全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试系列)

ISBN 978-7-121-25806-0

Ⅰ.①全…　Ⅱ.①注…　Ⅲ.①发电-电气工程-工程师-资格考试-自学参考资料②输电-电气工程-工程师-资格考试-自学参考资料③变电所-电气工程-工程师-资格考试-自学参考资料
Ⅳ.①TM

中国版本图书馆CIP数据核字(2015)第068867号

责任编辑：柴　燕
印　　刷：
装　　订：
出版发行：电子工业出版社
　　　　　北京市海淀区万寿路173信箱　邮箱100036
开　　本：787×1092　1/16　印张：44.25　字数：1132.8千字
版　　次：2015年4月第1版
印　　次：2015年4月第1次印刷
印　　数：3000册　　　定　　价：108.00元

凡所购买电子工业出版社图书有缺损问题，请向购买书店调换。若书店售缺，请与本社发行部联系，联系及邮购电话：(010)88254888。

质量投诉请发邮件至 zlts@phei.com.cn，盗版侵权举报请发邮件至 dbqq@phei.com.cn。

服务热线：(010)88258888。

前　言

对于考生而言，注册电气工程师执业资格考试是一个充满艰辛和挑战的过程，如何在短短的几个月时间内顺利通过考试，是需要考生付出极大努力的。

为了使广大考生能够全面、系统地进行复习，我们按照最新考试大纲，组织长期参与注册电气工程师执业资格考试培训辅导、具有多年教学经验的老师，严格按照最新考试大纲的内容，编写了这本学习辅导用书—《全国勘察设计注册电气工程师执业资格考试培训教程（发输变电）专业考试》。本书内容全面、针对性强、注重实用性，可使考生更全面、具体地掌握大纲的每一个考点，做到心中有数。

本书由注册电气工程师考试题库编写组编，参编的人员主要有：刘海明、刘娇、张蔷、张跃、闫盈、张玲、江超、王婷、王文慧、张正南、叶梁梁、李仲杰、陈佳思、李芳芳、梁燕、祖兆旭、高海静、朱思光、付亚东、葛新丽、马军卫、孙晓林。

本书编者本着严谨务实的态度，精心编写，严格把关，但难免有疏漏和不足之处，敬请读者提出批评意见。同时，本书在编写过程中，参考了大量的文献资料，吸收了该学科目前研究的最新成果。为了行文方便，对于所引成果及材料未能在书中一一注明，笔者在此对于本书在编写中有过帮助的专家大作，表示致敬和感谢！

编　者

目　录

1　安全 …… 1
1.1　工程建设标准强制性条文(电力工程部分) …… 1
1.1.1　综合部分 …… 1
1.1.2　发电厂电气部分 …… 14
1.1.3　输变电工程 …… 19
1.2　电力工程电气保护的要求和主要防护措施 …… 33
1.2.1　电流对人体的效应 …… 33
1.2.2　安全电压的选择 …… 34
1.2.3　电击防护 …… 34
1.3　危险环境电力装置的设计要求 …… 37
1.3.1　爆炸性环境中电力装置设计的一般规定 …… 37
1.3.2　爆炸性环境电气设备的选择 …… 38
1.3.3　爆炸性环境电气设备的安装 …… 41
1.3.4　爆炸性环境电气线路的设计 …… 41
1.3.5　爆炸性环境接地设计 …… 43
1.4　劳动、安全、卫生的有关规定 …… 44
1.4.1　发电站 …… 44
1.4.2　变电站 …… 48
1.4.3　水利水电工程 …… 50
1.4.4　架空输电线路 …… 56
2　环境保护与节能 …… 57
2.1　电力工程对环境的影响及防治措施 …… 57
2.1.1　电力工程对环境的影响 …… 57
2.1.2　电力工程防治措施 …… 58
2.2　电力工程的节能措施 …… 64
2.2.1　发电节能措施 …… 64

2.2.2 电网节能 …… 64
2.3 电力工程节能型产品的选用方法 …… 66
2.3.1 低损耗电力变压器的选用 …… 66
2.3.2 高效率电动机的选用 …… 66
2.3.3 交流调速装置的选用 …… 67
2.4 提高电能质量的措施 …… 71
2.4.1 电能质量的标准 …… 71
2.4.2 提高电能质量的措施 …… 74
2.5 清洁能源发电的特点 …… 75
2.5.1 核能发电 …… 75
2.5.2 风力发电 …… 75
2.5.3 光伏发电 …… 76
2.5.4 地热发电 …… 76
2.5.5 海洋能发电 …… 76
2.5.6 磁流体发电 …… 76
2.5.7 氢能发电 …… 76

3 消防 …… 77

3.1 电气设备消防安全的要求和措施 …… 77
3.1.1 火力发电厂 …… 77
3.1.2 变电站 …… 88
3.1.3 水利水电工程 …… 89
3.2 电缆防火的要求和措施 …… 91
3.2.1 一般规定 …… 91
3.2.2 特殊电缆 …… 93
3.3 电力工程火灾报警系统的设计要求 …… 95
3.3.1 火力发电厂火灾报警系统 …… 95
3.3.2 火灾自动报警设置 …… 99
3.3.2 变电站火灾报警系统 …… 100
3.3.3 水利水电工程火灾报警系统 …… 102
3.3.4 火灾探测器的设置 …… 103

4 电气主接线 …… 110

4.1 电气主接线设计的基本要求(含接入系统设计要求) …… 110
4.1.1 电气主接线设计的基本要求 …… 110
4.1.2 接入系统对发电机与主变压器的要求 …… 111
4.2 各级电压配电装置的基本接线设计 …… 112
4.2.1 6～220kV 主接线 …… 112
4.2.2 300～500kV 超高压配电装置的基本接线 …… 117
4.3 各种电气主接线形式设计 …… 119

4.3.1　大中型火力发电厂的电气主接线设计 …… 119
4.3.2　小型火力发电厂的电气主接线设计 …… 121
4.3.3　水力发电厂电气主接线设计 …… 122
4.3.4　35～110kV变电所电气接线设计 …… 124
4.3.5　35～220kV无人值班变电所电气接线设计 …… 124
4.3.6　35～220kV城市地下变电站电气接线设计 …… 125
4.3.7　220～750kV变电站电气接线设计 …… 126
4.4　主接线设计中的设备配置 …… 127
4.4.1　断路器的配置 …… 127
4.4.2　隔离开关的配置 …… 128
4.4.3　接地开关或接地器的配置 …… 129
4.4.4　电压互感器的配置 …… 129
4.4.5　电流互感器的配置 …… 129
4.4.6　避雷器的配置 …… 130
4.4.7　330～500kV并联电抗器的配置 …… 130
4.4.8　阻波器和耦合电容器的配置 …… 130
4.5　发电机及变压器中性点的接地方式 …… 131
4.5.1　电力网中性点接地方式 …… 131
4.5.2　主变压器中性点接地方式 …… 131
4.5.3　发电机中性点接地方式 …… 132

5　短路电流计算 …… 134

5.1　短路电流的计算方法(实用计算法) …… 134
5.1.1　短路电流计算条件 …… 134
5.1.2　三相短路电流周期分量计算 …… 134
5.1.3　三相短路电流非周期分量计算 …… 140
5.1.4　三相短路电流的冲击电流和全电流计算 …… 142
5.1.5　不对称短路电流计算 …… 142
5.1.6　短路电流计热效应计算 …… 143
5.1.7　大容量并联电容器组的短路电流计算 …… 144
5.2　短路电流计算结果的应用 …… 146
5.3　限制短路电流的设计措施 …… 147
5.3.1　从电网结构上采取的限流措施 …… 147
5.3.2　变电所中采取的限流措施 …… 147
5.3.3　发电厂中采取的限流措施 …… 147

6　设备选择 …… 148

6.1　熟悉电气主设备选择的技术条件和环境条件 …… 148
6.1.1　电气主设备选择的技术条件 …… 148
6.1.2　电气主设备选择的环境条件 …… 150

6.2 发电机、变压器、电抗器、电容器的选择 …… 151
6.2.1 发电机的选择 …… 151
6.2.2 变压器的选择 …… 155
6.2.3 电抗器的选择 …… 165
6.2.4 电容器的选择 …… 168
6.3 开关电器和保护电器的选择 …… 168
6.3.1 开关电器 …… 168
6.3.2 保护电器 …… 175
6.4 电流互感器、电压互感器的选择 …… 180
6.4.1 电流互感器的选择 …… 180
6.4.2 电压互感器的选择 …… 181
6.5 成套电器的选择 …… 182
6.5.1 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备 …… 182
6.5.2 交流金属封闭开关设备 …… 185
6.6 高压电瓷及金具的选择 …… 187
6.6.1 绝缘子及穿墙套管 …… 187
6.6.2 送电线路绝缘子 …… 188
6.6.3 金具 …… 189
6.7 中性点设备的选择 …… 190
6.7.1 消弧线圈 …… 190
6.7.2 接地电阻 …… 191
6.7.3 接地变压器 …… 193
6.8 发电机励磁系统的选择 …… 194
6.8.1 一般规定 …… 194
6.8.2 励磁系统类型 …… 195

7 导体及电缆的设计选择 …… 198

7.1 导体的选择及设计要求 …… 198
7.1.1 基本规定 …… 198
7.1.2 软导体 …… 201
7.1.3 硬导体 …… 201
7.1.4 离相封闭母线 …… 203
7.1.5 共箱封闭母线 …… 204
7.1.6 电缆母线 …… 205
7.1.7 SF_6气体绝缘母线 …… 206
7.2 电缆的选择 …… 208
7.2.1 电缆导体材质 …… 208
7.2.2 电力电缆芯数 …… 209
7.2.3 电缆绝缘水平 …… 209
7.2.4 电缆绝缘类型 …… 210

7.2.5　电缆外护层类型 …… 211
7.2.6　控制电缆及其金属屏蔽 …… 212
7.2.7　电力电缆截面 …… 213
7.2.8　电缆截面计算 …… 216
7.3　电缆敷设设计要求 …… 219
7.3.1　一般规定 …… 219
7.3.2　电缆敷设方式 …… 222
7.3.3　地下直埋敷设 …… 223
7.3.4　保护管敷设 …… 224
7.3.5　电缆构筑物敷设 …… 225
7.3.6　其他公共设施中敷设 …… 227
7.3.7　水下敷设 …… 228

8　电气设备布置及配电装置设计 …… 229

8.1　电气设备布置的要求 …… 229
8.1.1　安全距离 …… 229
8.1.2　电气设备布置 …… 233
8.1.3　电气设备具体要求 …… 234
8.2　高压配电装置的设计 …… 235
8.2.1　设计要求 …… 235
8.2.2　布置设计 …… 236
8.3　特殊地区的电气设备布置及配电装置设计 …… 240
8.3.1　污秽地区 …… 240
8.3.2　高海拔地区 …… 241
8.3.3　高烈度地震区 …… 242

9　过电压保护和绝缘配合 …… 244

9.1　电力系统过电压种类和过电压水平 …… 244
9.1.1　系统接地方式和运行中出现的各种电压 …… 244
9.1.2　电力系统过电压水平 …… 246
9.2　雷电过电压的特点及相应的限制和保护设计 …… 246
9.2.1　雷电过电压特点 …… 246
9.2.2　避雷针和避雷线过电压保护 …… 247
9.2.3　高压架空线路的雷电过电压保护 …… 254
9.2.4　发电厂和变电所的雷电过电压保护 …… 256
9.2.5　配电系统的雷电过电压保护 …… 265
9.2.6　旋转电机的雷电过电压保护 …… 266
9.3　暂时过电压的特点及相应的限制和保护设计 …… 270
9.3.1　暂时过电压的特点 …… 270
9.3.2　暂时过电压的限制和保护设计 …… 270

9.4 操作过电压的特点及相应的限制和保护设计 …… 273
9.4.1 操作过电压的特点 …… 273
9.4.2 操作过电压的限制及保护设计 …… 273
9.5 输电线路、配电装置及电气设备的绝缘配合方法及绝缘水平的确定 …… 276
9.5.1 架空送电线路的绝缘配合 …… 276
9.5.2 配电装置的绝缘配合 …… 279
9.5.3 变电所电气设备的绝缘配合 …… 281

10 接地 …… 285

10.1 交流电气装置的接地设计 …… 285
10.1.1 交流电气装置接地的一般规定 …… 285
10.1.2 A类电气装置接地电阻的要求 …… 287
10.1.3 A类电气装置的接地装置设计 …… 289
10.1.4 低压系统接地型式和B类电气装置的接地电阻的要求 …… 291
10.1.5 B类电气装置的接地装置设计以及保护线的选择 …… 296
10.1.6 接地装置的热稳定校验 …… 299
10.2 直流输电系统接地的基本要求 …… 299
10.2.1 直流输电系统的接地设施 …… 299
10.2.2 直流输电系统的接线方式 …… 300
10.2.3 直流输电系统的接地方式 …… 301
10.2.4 直流输电系统的接地设计 …… 301
10.3 高土壤电阻率地区接地设计 …… 305
10.3.1 高土壤电阻率地区接地电阻的要求 …… 305
10.3.2 降低高土壤电阻率地区接地电阻的一般措施 …… 305
10.4 接地电阻、接触电位差、跨步电位差的计算 …… 307
10.4.1 接地电阻的计算 …… 307
10.4.2 接触电位差、跨步电位差的计算 …… 311

11 仪表和控制 …… 316

11.1 控制方式的设计选择 …… 316
11.1.1 电气设备的控制方式 …… 316
11.1.2 发电厂电气设备的控制 …… 316
11.1.3 变电站电气设备的控制 …… 317
11.2 二次设备的布置设计 …… 318
11.2.1 一般规定 …… 318
11.2.2 主控制室的布置 …… 319
11.2.3 继电器室的布置 …… 319
11.2.4 集中控制室及单元控制室的布置 …… 320
11.4.5 控制屏(台)及继电器屏的屏面布置 …… 320
11.3 二次回路的设计要求 …… 321

11.3.1　二次回路设计的基本要求 …… 321
11.3.2　二次回路设备的选择及配置 …… 326
11.4　电气系统采用计算机监控的设计 …… 331
11.4.1　发电厂电气系统在 DCS 的监控 …… 331
11.4.2　变电站和发电厂电力网络部分的计算机监控 …… 332
11.4.3　发电厂电气系统在 ECMS 的监控 …… 334
11.4.4　220～750kV 变电站的计算机监控 …… 337
11.4.5　35～220kV 城市地下变电站的计算机监控系统 …… 337
11.4.6　35～110kV 无人值班变电所的计算机监控 …… 337
11.5　二次设备及控制电缆抗干扰的要求 …… 338
11.5.1　常规二次回路和设备的接地 …… 338
11.5.2　抗干扰接地 …… 339
11.5.3　计算机系统的接地 …… 340
11.5.4　其他抗干扰措施 …… 341
11.6　电测量及计量的设置要求 …… 342
11.6.1　电测量装置的一般规定 …… 342
11.6.2　电流测量 …… 343
11.6.3　电压测量和绝缘监测 …… 344
11.6.4　功率测量 …… 345
11.6.5　频率测量 …… 345
11.6.6　发电厂(变电所)公用电气测量 …… 346
11.6.7　静止补偿及串联补偿装置的测量 …… 346
11.6.8　公用电网谐波的监测 …… 347
11.6.9　电能计量 …… 347

12　继电保护、安全自动装置及调度自动化 …… 350

12.1　线路、母线和断路器继电保护的配置、整定计算及设备选择 …… 350
12.1.1　继电保护一般规定 …… 350
12.1.2　3～10kV 线路保护配置原则 …… 353
12.1.3　35～66kV 线路保护配置原则 …… 355
12.1.4　110～220kV 线路保护配置原则 …… 356
12.1.5　330～500kV 线路保护配置原则 …… 359
12.1.6　母线保护和断路器失灵保护 …… 360
12.1.7　继电保护的整定计算规定 …… 363
12.1.8　3～110kV 电网线路保护的整定计算 …… 366
12.1.9　220～750kV 电网线路保护的整定计算 …… 385
12.1.10　继电保护设备选择 …… 412
12.2　电气主设备继电保护的配置、整定计算及设备选择 …… 413
12.2.1　发电机保护 …… 413
12.2.2　电力变压器保护 …… 418

12.2.3 电力电容器组保护 …… 421
12.2.4 并联电抗器保护 …… 423
12.2.5 异步电动机和同步电动机保护 …… 424
12.2.6 直流输电系统保护 …… 425
12.2.7 发电机继电保护整定计算 …… 427
12.3 安全自动装置的原理及配置 …… 435
12.3.1 安全自动装置一般规定 …… 435
12.3.2 自动重合闸 …… 435
12.3.3 备用电源自动投入 …… 437
12.3.3 暂态稳定控制及失步解列 …… 438
12.3.4 频率和电压异常紧急控制 …… 439
12.3.5 自动调节励磁 …… 440
12.3.6 自动灭磁 …… 441
12.3.7 故障记录及故障信息管理 …… 441
12.3.8 继电保护和安全自动装置通道 …… 442
12.4 电力系统调度自动化的功能及配置 …… 444
12.4.1 省级及以上电力系统调度自动化的功能及配置 …… 444
12.4.2 地区电网调度自动化的功能及配置 …… 454
12.4.3 电能量计量系统(EEMS)功能及配置 …… 461

13 直流系统 …… 465

13.1 直流系统的设计要求 …… 465
13.1.1 系统接线的设计要求 …… 465
13.1.2 直流负荷的设计要求 …… 469
13.2 蓄电池的选择及容量计算 …… 471
13.2.1 蓄电池的个数 …… 471
13.2.2 蓄电池的电压 …… 471
13.2.3 蓄电池的容量 …… 472
13.3 充电器的选择及容量计算 …… 488
13.3.1 充电器的要求 …… 488
13.3.2 充电器的选择 …… 490
13.4 直流设备的选择和布置设计 …… 492
13.4.1 电缆的选择 …… 492
13.4.2 蓄电池试验放电装置的选择 …… 494
13.4.3 直流短路器的选择 …… 494
13.4.4 熔断器的选择 …… 497
13.4.5 刀开关 …… 497
13.4.6 降压装置 …… 498
13.4.7 直流柜 …… 498
13.4.8 直流电源成套装置 …… 499

13.4.9　直流柜的布置 …… 499
13.4.10　阀控式密封铅酸蓄电池组的布置 …… 499
13.4.11　防酸式铅酸蓄电池组和镉镍碱性蓄电池组的布置 …… 500
13.4.12　专用蓄电池室对相关专业总的技术要求 …… 500
13.5　直流系统绝缘监测装置的选择及配置要求 …… 501

14　发电厂和变电所用电 …… 502

14.1　厂(所)用电负荷的分类、电压选择 …… 502
14.1.1　火力发电厂厂用电负荷的分类、电压选择 …… 502
14.1.2　水力发电厂厂用电负荷的分类、电压选择 …… 510
14.1.3　220～500kV 变电所用电负荷的分类和电压选择 …… 514
14.2　厂(所)用电接线要求、备用方式和负荷配置原则 …… 515
14.2.1　火力发电厂厂用电接线要求、备用方式和负荷配置原则 …… 516
14.2.2　水力发电厂厂用电接线要求、备用方式和负荷配置原则 …… 521
14.2.3　220～500kV 变电所用电接线要求、备用方式和负荷配置原则 …… 524
14.3　厂(所)用电系统的计算和设备选择 …… 525
14.3.1　火力发电厂厂用电系统的计算和设备选择 …… 525
14.3.2　爆炸性环境电气设备的选择 …… 531
14.3.3　水力发电厂厂用电系统的计算和设备选择 …… 534
14.3.4　220～500kV 变电所用电系统的计算和设备选择 …… 541
14.4　厂(所)用电设备布置设计的一般要求 …… 544
14.4.1　火力发电厂厂用电设备布置设计的一般要求 …… 544
14.4.2　水力发电厂厂用电设备布置设计的一般要求 …… 547
14.4.3　220～500kV 变电所用电设备布置设计的一般要求 …… 549
14.5　保安电源系统的设计 …… 552
14.5.1　火力发电厂保安电源系统的设计原则 …… 552
14.5.2　火力发电厂柴油发电机组的选择 …… 552
14.6　厂(所)用电系统的测量、保护、控制和自动装置 …… 554
14.6.1　火力发电厂厂用电系统的测量、保护、控制和自动装置 …… 554
14.6.2　水力发电厂厂用电系统的测量、保护、控制和自动装置 …… 564
14.6.3　220～500kV 变电所用电系统的测量、保护、控制和自动装置 …… 566
14.7　掌握 UPS 的选择 …… 567
14.7.1　不间断电源(UPS)的设置要求 …… 567
14.7.2　厂、站 UPS 常用负荷 …… 568

15　照明 …… 570

15.1　发电厂、变电所照明系统的设计要求 …… 570
15.1.1　照明方式 …… 570
15.1.2　照明种类 …… 571
15.1.3　设计要求 …… 573

15.2 照明系统的供电方式 …… 573
15.2.1 照明网络电压 …… 573
15.2.2 正常照明网络供电 …… 574
15.2.3 应急照明网络供电 …… 575
15.2.4 照明供电线路 …… 575
15.2.5 照明负荷计算 …… 576
15.2.6 导线截面选择 …… 577
15.2.7 照明线路的敷设与控制 …… 582
15.2.8 照明配电箱选择与布置 …… 583
15.2.9 照明网络接地 …… 584
15.3 照明设备的选择 …… 585
15.3.1 灯具选择 …… 585
15.3.2 室内照明灯具布置 …… 587
15.3.3 室外照明灯具布置 …… 588
15.3.4 障碍照明 …… 590
15.3.5 照明灯具及其附属装置的安装 …… 591
15.3.6 照明开关、插座的选择和安装 …… 591
15.4 照度计算的基本方法 …… 592
15.4.1 火力发电厂和变电站照明计算的基本方法 …… 592
15.4.2 水力发电站照明计算的基本方法 …… 595
15.5 绿色照明的特点 …… 600
15.5.1 照明质量 …… 600
15.5.2 照明节能 …… 605

16 输电线路 …… 608

16.1 输电线路路径的选择 …… 608
16.2 输电线路导、地线的选择 …… 609
16.2.1 110～750kV 架空输电线路导、地线的选择 …… 609
16.2.2 高压直流架空输电线路导、地线的选择 …… 611
16.3 输电线路电气参数的计算 …… 613
16.3.1 单回输电线路的阻抗计算 …… 613
16.3.2 单回输电线路的电容计算 …… 614
16.4 杆塔塔头设计 …… 617
16.4.1 塔头规划设计程序 …… 617
16.4.2 杆塔尺寸设计 …… 617
16.4.3 塔头间隙圆 …… 622
16.5 输电线路对电信线路的影响及防护 …… 627
16.5.1 输电线路故障状态和电信线路工作状态 …… 627
16.5.2 危险影响和干扰影响允许值 …… 627
16.5.3 危险影响的计算 …… 629

16.5.4 危险影响防护措施 …… 633
16.5.5 干扰影响的计算 …… 634
16.5.6 干扰影响的防护措施 …… 635
16.6 电线力学特性的计算 …… 635
16.6.1 电线的力学特性 …… 635
16.6.2 电线单位荷载及比载 …… 636
16.6.3 电线悬挂曲线方程式 …… 637
16.6.4 各种设计挡距的计算 …… 639
16.6.5 电线应力弧垂曲线计算 …… 640
16.6.6 具有非均布荷载的孤立挡电线应力弧垂计算 …… 642
16.6.7 直线杆塔上电线纵向不平衡张力的计算 …… 644
16.7 各种杆塔荷载的一般规定及计算 …… 646
16.7.1 杆塔形式 …… 646
16.7.2 杆塔荷载 …… 647
16.7.3 结构材料 …… 651
16.7.4 杆塔结构的基本计算规定 …… 653
16.7.5 杆塔结构的承载能力和正常使用极限状态计算达成 …… 654
16.7.6 杆塔结构基本规定 …… 655
16.7.7 直线杆塔安装荷载的计算 …… 656
16.7.8 耐张型杆塔安装荷载的计算 …… 658
16.8 杆塔的定位校检 …… 659
16.8.1 模板 *K* 值曲线 …… 659
16.8.2 直线杆塔摇摆角、临界曲线 …… 660
16.8.3 悬挂点应力临界曲线 …… 662
16.8.4 直线杆塔导地线悬垂角临界曲线 …… 662
16.8.5 悬垂绝缘子垂直荷载临界曲线 …… 663
16.8.6 耐张绝缘子串倒挂校检 …… 664
16.9 电线的防振 …… 665
16.9.1 电线的风振 …… 665
16.9.2 子导线的次挡距振荡 …… 665
16.9.3 电线的舞动 …… 666
16.9.4 电线风振的防护措施 …… 666
16.9.5 对次挡距振荡和舞动的防护措施 …… 667
16.9.5 防振锤 …… 668
16.9.6 阻尼间隔棒的配置方法 …… 669
16.9.6 阻尼线 …… 670

17 电力系统规划设计 …… 671

17.1 电力系统规划设计的内容和方法 …… 671
17.1.1 电力需求预测的一般规定 …… 671

17.1.2 电力负荷的分类 …… 671
17.1.3 电力负荷预测方法 …… 673
17.1.4 电源规划 …… 676
17.1.5 电源方案的常规设计方法 …… 677
17.2 电力系统安全稳定运行的基本要求 …… 682
17.3 无功补偿型式选择及容量配置 …… 684
17.3.1 无功补偿设备选型 …… 684
17.3.2 无功补偿容量配置 …… 685

参考文献 …… 687

1 安　全

1.1 工程建设标准强制性条文(电力工程部分)

1.1.1 综合部分

规范引用 《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)

1.0.3 新建、改建和扩建的电力设施必须达到抗震设防要求。

1.0.7 电力设施中的建(构)筑物根据其重要性分为三类,并应符合下列规定:

1. 重要电力设施中发电厂的主要建(构)筑物和输变电工程供电建(构)筑物为重点设防类,简称为乙类。

2. 一般电力设施中的主要建(构)筑物和有连续生产运行设备的建(构)筑物以及公用建(构)筑物、重要材料库为标准设防类,简称为丙类。

3. 乙、丙类以外的次要建(构)筑物为适度设防类,简称为丁类。

1.0.8 电力设施的抗震设防地震动参数或烈度必须按国家规定的权限审批、颁发的文件(图件)确定。

1.0.10 各抗震设防类别的建(构)筑物的抗震设防标准,均应符合现行国家标准《建筑工程抗震设防分类标准》(GB 50223—2008)的有关规定。

3.0.6 工程场地类别,应根据土层等效剪切波速和场地覆盖层厚度按表 1-1 划分为四类,其中Ⅰ类分为 $Ⅰ_0$、$Ⅰ_1$ 两个亚类。当有可靠的剪切波速和覆盖层厚度且其值处于表 3.0.6 所列场地类别的分界线附近时,应允许按插值方法确定地震作用计算所用的设计特征周期。

表 1-1　场地覆盖层厚度

等效剪切波速/(m/s)	场地类别				
	$Ⅰ_0$	$Ⅰ_1$	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
$V_s > 800$	$d = 0$	—	—	—	—
$800 \geqslant V_s > 500$		$d = 0$	—	—	—

续表

等效剪切波速/(m/s)	场地类别				
	Ⅰ0	Ⅰ1	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
$500 \geqslant V_{se} > 250$		$d<5$	$d \geqslant 5$	—	—
$250 \geqslant V_{se} > 150$		$d<3$	$3 \leqslant d < 50$	$d \geqslant 50$	—
$V_{se} \leqslant 150$		$d<3$	$3 \leqslant d < 15$	$15 \leqslant d < 80$	$d \geqslant 80$

注:V_{sc}为场地岩石剪切波速;V_{se}为场地土层等效剪切波速;d 为覆盖层厚度(单位:m)。

3.0.7 场地内存在发震断裂时,应对断裂的工程影响进行评价,并应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2010)的有关规定。

3.0.8 当需要在条状突出的山嘴、高耸孤立的山丘、非岩石和强风,化岩石的陡坡、河岸和边坡边缘等不利地段进行建设时,除保证地震作用下的稳定性外,尚应估计不利地段对设计地震动参数可能产生的影响,应按现行国家标准《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2010)规定的方法对设计地震动参数进行修正。

3.0.9 场地地质勘察应划分对电力设施有利、一般、不利和危险的地段,并应提供电力设施的场地覆盖层厚度、土层剪切波速和岩土地震稳定性(滑坡、崩塌等)评价结果,以及对液化地基提供液化判别、液化等级、液化深度等数据。

3.0.10 输电线路勘察范围和勘察项目可按有关规定执行。

5.0.1 电气设施的地震作用应按下列原则确定:

1. 电气设施抗震验算应至少在两个水平轴方向分别计算水平地震作用,各方向的水平地震作用应由该方向抗侧力构件承担。

2. 对质量和刚度不对称的结构,应计入水平地震作用下的扭转影响。

3. 抗震设防烈度为 8 度、9 度时,大跨度设施和长悬臂结构应验算竖向地震作用。

5.0.3 地震作用的地震影响系数应根据现行国家标准《中国地震动参数区划图》(GB 18306—2001)的有关规定、场地类别、结构自振周期、阻尼比及《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)第 1.0.9 条确定,并应符合下列要求:

1. 水平地震影响系数最大值应根据设计基本地震加速度应按表 1-2 采用,设计基本地震加速度应根据现行国家标准《中国地震动参数区划图》(GB 18306—2001)取电气设施所在地的地震动峰值加速度。

2. 水平地震影响系数特征周期应根据现行国家标准《中国地震动参数区划图》(GB 18306—2001)取电气设施所在地反应谱特征周期,并根据场地类别调整确定;或根据国家标准《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2010)按电气设施所在地的设计地震分组和场地类别按表 1-3 采用。如按罕遇地震计算时特征周期增加 0.05s。

注:周期大于 6.0s 的结构所采用的地震影响系数应专门研究。

表 1-2 水平地震影响系数最大值

抗震设防烈度	6	7	7	8	8	9
设计基本地震加速度(g)	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40
地震影响系数最大值	0.125	0.250	0.375	0.500	0.750	1.000

表 1-3　特征周期值　（单位：s）

设计地震分组	场地类别				
	I_0	I_1	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
第一组	0.20	0.25	0.35	0.45	0.65
第二组	0.25	0.30	0.40	0.55	0.75
第三组	0.30	0.35	0.45	0.65	0.90

5.0.4　对已编制地震小区划的城市或开展工程场地地震安全性评价的场地，应按批准的设计地震动参数采用相应的地震影响系数。

7.1.2　电力设施中的建（构）筑物应根据设防分类、烈度、结构类型和结构高度采用不同的抗震等级，并应符合相应的计算和构造措施要求。电力设施中丙类建筑的抗震等级应按表 1-4 确定。

表 1-4　电力设施中丙类建（构）筑物的抗震等级

结构类型或建（构）筑物名称		设防烈度							
		6		7		8		9	
钢筋混凝土框架结构	高度/m	≤25	>25	≤25	>25	≤25	>25	≤25	
	框架	四	三	三	二	二	一	一	
	大跨度框架	三		二		一		一	
钢筋混凝土框架-抗震墙结构	高度/m	≤60	>60	≤60	>60	≤60	>60	≤50	
	框架	四	三	三	二	二	一	一	
	抗震墙	三		二		一		一	
钢结构	高度/m	≤50	>50	≤50	>50	≤50	>50	≤50	>50
	框架-支撑		四	四	三	三	二	二	一
集中控制楼、屋内配电装置楼	钢筋混凝土结构	三		二		一		一	
	钢结构	四		三		二		一	
运煤廊道	高度/m	≤30	>30～55	≤30	>30～50	≤30	>30～40	≤25	
	钢筋混凝土结构	四	三	三	二	二	一	一	
	高度/m	≤50	>50	≤50	>50	≤50	>50	≤50	>50
	钢结构		四	四	三	三	二	二	一

注：①表中高度指室外地面至檐口的高度（不包括局部突出屋面部分）。

②高度接近或等于高度分界时，应允许结合建（构）筑物的不规则程度及场地、地基条件确定抗震等级。

③大跨度框架指跨度不小于 18m 的框架。

④表中运煤廊道是指廊道支柱采用钢筋混凝土结构或钢结构。

⑤当运煤廊道跨度大于 24m 时，抗震等级应再提高一级。

⑥设置少量抗震墙的钢筋混凝土框架—抗震墙结构，在规定的水平力作用下，底层框架部分所承担的地震倾覆力矩大于结构总地震倾覆力矩的 50％时，其框架部分的抗震等级应按表中框架对应的抗震等级确定，适用的最大高度应允许比框架适当增加。

规范引用 《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB 50229—2006)

3.0.9 主厂房电缆夹层的内墙应采用耐火极限不小于1h的不燃烧体。电缆夹层的承重构件,其耐火极限不应小于1h。

3.0.11 当干煤棚或室内贮煤场采用钢结构时,堆煤高度范围内的钢结构应采取有效的防火保护措施,其耐火极限不应小于1h。

5.1.1 主厂房各车间(汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房、集中控制楼)的安全出口均不应少于2个。上述安全出口可利用通向相邻车间的门作为第二安全出口,但每个车间地面层至少必须有1个直通室外的出口。主厂房内最远工作地点到外部出口或楼梯的距离不应超过50m。

5.1.2 主厂房的疏散楼梯可为敞开式楼梯间;至少应有1个楼梯通至各层和屋面且能直接通向室外。集中控制楼至少应设置1个通至各层的封闭楼梯间。

5.2.1 碎煤机室、转运站及筒仓带式输送机层至少应设置1个安全出口。安全出口可采用敞开式钢楼梯,其净宽不应小于0.8m、坡度不应大于45°。与其相连的运煤栈桥不应作为安全出口,当运煤栈桥长度超过200m时,应加设中间安全出口。

5.2.6 配电装置室内最远点到疏散出口地直线距离不应大于15m。

5.3.5 主厂房疏散楼梯间内部不应穿越可燃气体管道、蒸汽管道和甲、乙、丙类液体的管道。

5.3.12 特种材料库与一般材料库合并设置时,二者之间应设置防火墙。

6.2.3 煤粉系统的设备保温材料、管道保温材料及在煤仓间穿过的汽、水、油管道保温材料均应采用不燃烧材料。

6.3.5 油罐的进、出口管道,在靠近油罐处和防火堤外面应分别设置隔离阀。油罐区的排水管在防火堤外应设置隔离阀。

6.3.13 油系统的设备及管道的保温材料,应采用不燃烧材料。

6.4.2 发电机氢系统的设计应符合下列规定:

1. 汽机房内的氢管道,应布置在通风良好的区域。

2. 发电机的排氢阀和气体控制站(氢置换设施),应布置在能使氢气直接排往厂房外部的安全处。排氢管必须接至厂房外安全处。排氢管的排氢能力应与汽轮机破坏真空停机的惰走时间相配合。

3. 与发电机相接的氢管道,应采用带法兰的短管连接。

4. 氢管道应有防静电的接地设施。

6.6.2 油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器之间的最小间距应符合表1-5的规定。

表1-5 屋外油浸变压器之间的最小间距 (单位:m)

电压等级	最小间距
35kV及以下	5
66kV	6
110kV	8
220kV及以上	10

6.6.5　35kV及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内；35kV以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。

总油量超过100kg的屋内油浸变压器，应设置单独的变压器室。

7.2.2　室外消防用水量的计算应符合下列规定：

1. 建(构)筑物室外消防一次用水量不应小于表1-6的规定。

表1-6　建(构)筑物室外消防一次用水量

耐火等级	建筑物名称 \ 一次火灾用水量/(L/s) \ 建(构)筑物体积/m^3	1501～3000	3001～5000	5001～20000	20000～50000	>50000
二级	主厂房	15	20	25	30	35
	特种材料库	15	25	25	35	—
	其他建筑	15	15	20	25	30
三级	其他厂房或一般材料库	10	15	20	25	35
	其他建筑	15	20	25	30	—

注：①消防用水量应按消防需水量最大的一座建筑物或防火墙间最大的一段计算，成组布置的建筑物应按消防需水量较大的相邻两座计算。

②甲、乙类件(构)筑物的消防用水量应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2006)的有关规定。

③变压器室外消防栓用水量不应小于10L/s。

④当建筑物内有自动喷水、水喷雾、消火栓及其他消防用水设备时，一次灭火用水量应为上述室内需要同时使用设备的全部消防水量加上室外消火栓用水量的50%计算确定，但不得小于本表的规定。

2. 点火油罐区的消防用水量应符合现行国家标准《泡沫灭火系统设计规范》(GB 50151—2010)和《石油库设计规范》(GB 50074—2014)的有关规定。

3. 贮煤场的消防用水量不应少于20L/s。

4. 消防用水与生活用水合并的给水系统，在生活用水达到最大小时用水时，应确保消防用水量(消防时沐浴用水可按计算沐浴用水量的15%计算)。

5. 主厂房、贮煤场(室内贮煤场)、点火油罐区周围的消防给水管网应为环状。

6. 点火油罐宜设移动式冷却水系统。

7. 室外消防给水管道和消火栓的布置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

8. 在道路交叉或转弯处的地上式消火栓附近，宜设置防撞设施。

7.3.1　下列建筑物或场所应设置室内消火栓：

1. 主厂房(包括汽机房和锅炉房的底层、运转层；煤仓间各层；除氧器层；锅炉燃烧器各层平台)。

2. 集中控制楼，主控制楼，网络控制楼，微波楼，继电器室，屋内高压配电装置(有充油设备)，脱硫控制楼。

3. 屋内卸煤装置，碎煤机室，转运站，筒仓皮带层，室内贮煤场。

4. 解冻室，柴油发电机房。

5. 生产、行政办公楼，一般材料库，特殊材料库。

6. 汽车库。

7.3.3 室内消火栓的用水量应根据同时使用水枪数量和充实水柱长度由计算确定,但不应小于表1-7的规定。

表1-7 室内消火栓系统用水量

建筑物名称	高度、层数、体积	消火栓用水量/(L/s)	同时使用水枪数量/支	每根竖管最小流量/(L/s)
主厂房	高度≤24m、体积≤10000m³	5	2	5
	高度≤24m、体积>10000m³	10	2	10
	24m<高度≤50m	15	3	15
	高度>50m	20	4	15
集中控制楼、网控楼、微波楼、电气控制楼、脱硫控制楼、配煤楼	高度≤24m、体积≤10000m³	10	2	10
	高度≤24m、体积>10000m³	15	3	10
办公楼、其他建筑	层数≥5或体积>10000m³	15	3	10
一般材料库、特殊材料库	高度≤24m、体积≤5000m³	5	1	5
	高度≤24m、体积>5000m³	10	2	10

注:消防软管卷盘的消防用水量可不计入室内消防用水量。

7.5.3 设有自动喷水灭火系统的建筑物与设备的火灾危险等级不应低于表1-8的规定。

表1-8 建筑物与设备的火灾危险等级

建(构)筑物与设备		火灾危险等级
电缆夹层		中Ⅱ级
汽机运转层下及中间层油管道		中Ⅰ级
锅炉本体燃烧器区		中Ⅰ级
运煤栈桥(燃用褐煤或易自燃高挥发分煤)		中Ⅱ级
煤仓间、筒仓带式输送机层		中Ⅱ级
柴油发电机房		中Ⅱ级
生产、行政办公楼(当设置有风道集中空调系统时)	建筑高度小于24m	轻
	建筑高度大于等于24m	中Ⅰ级

7.6.2 一组消防水泵的吸水管不应少于2条;当其中1条损坏时,其余的吸水管应能满足全部用水量。吸水管上应装设检修用阀门。

7.6.4 消防水泵房应有不少于2条出水管与环状管网连接,当其中1条出水管检修时,其余的出水管应能满足全部用水量。试验回水管上应设检查用的放水阀门、水锤消除、安全泄压及压力、流量测量装置。

7.6.5 消防水泵应设置备用泵。机组容量为125MW以下燃煤电厂的备用泵的流量和扬程不应小于最大一台消防泵的流量和扬程。

机组容量为125MW及以上燃煤电厂,宜设置柴油驱动消防泵作为消防水泵的备用泵,其性能参数及泵的数量应满足最大消防水量、水压的需要。

7.6.6 燃煤电厂应设消防水池。容积大于 500m³ 的消防水池应分格并设公用吸水设施。消防水池的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

7.10.1 各建(构)筑物及设备应按表 1-9 确定火灾类别及危险等级并配置灭火器。

表 1-9 建(构)筑物及设备火灾类别及危险等级

配置场所	火灾类别	危险等级
电缆夹层	E(A)	中
高、低压配电装置室	E(A)	中
电子设备间	E(A)	中
控制室	E(A)	严重
计算机室,DCS 工程师室,SIS 机房,远动工程师室	E(A)	中
继电器室	E(A)	中
蓄电池室	C(A)	中
汽轮机油箱	B	严重
电液装置	B	中
氢密封油装置	B	中
汽机轴承	B	中
汽机运转层下及中间层油管道	B	严重
给水泵油箱	B	严重
汽机贮油箱	B	严重
主厂房内主蒸汽管道与油管道交叉处	B	严重
汽机房架空电缆处	E(A)	中
电缆交叉、密集及中间接头部位	E(A)	中
汽机发电机运转层	混合(A)	中
锅炉本体燃烧器区	B	中
润滑油箱	B	中
磨煤机	A	严重
回转式空气预热器	A	中
煤仓间带式输送机层	A	中
锅炉房零米以上架空电缆处	E(A)	中
微波楼和通信楼	E(A)	中
屋内配电装置楼(内有充油设备)	E(A)	中
室外变压器	B	中
脱硫工艺楼	A	轻
脱硫控制楼	E(A)	中
增压风机室	A	轻

续表

配置场所	火灾类别	危险等级
吸风机室	A	轻
除尘构筑物	A	轻
转运站及筒仓皮带层	A	中
碎煤机室	A	中
运煤隧道	A	中
屋内卸煤装置	A	中
解冻室	A	中
堆取料机、装卸桥	A	轻
贮煤场、干煤棚	A	中
室内贮煤场	A	中
柴油发电机室及油箱	B	中
点火油罐	B	严重
油处理室	B	中
供(卸)油泵房、栈台	B	中
油浸变压器室	B	中
化学水处理室、循环水处理室	A	轻
启动锅炉房	B	中
供氢站	C(A)	严重
空气压缩机室(有润滑油)	B	中
热工、电气、金属实验室	A	中
油浸变压器检修间	B	中
各分场维护间	A、B	轻
生活、消防水泵房(有柴油发动机)	B	中
生活、消防水泵房(无柴油发动机)及其他水泵房	A	轻
生产、行政办公楼(各层)	A	中
一般材料库	混合(A)	中
特种材料库	混合(A)	严重
机车库	B	中
汽车库、推煤机库	B	中
消防车库	A(B)	中
警卫传达室	A	轻

注:①柴油发电机房如采用了闪点低于60℃的柴油,则应按严重危险级考虑。

②严重危险级的场所,宜设推车式灭火器。

8.1.2 蓄电池室、供氢站、供(卸)油泵房、油处理室、汽车库及运煤(煤粉)系统建(构)筑物严禁采用明火取暖。

8.1.5 室内采暖系统的管道、管件及保温材料应采用不燃烧材料。

8.5.4 运煤系统由除尘系统的风道及部件均应采用不燃烧材料制作。

9.1.1 自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流控制负荷,当单台发电机容量为200MW及以上时应按保安负荷供电;当单机容量为200MW以下时应按Ⅰ级负荷供电。

9.1.2 单机容量为25MW以上的发电厂,消防水泵及主厂房电梯应按Ⅰ类负荷供电。单机容量为25MW及以下的发电厂,消防水泵及主厂房电梯应按不低于Ⅱ类负荷供电。

9.1.4 单机容量为200MW及以上燃煤电厂的单元控制室、网络控制室及柴油发电机房的应急照明,应采用蓄电池直流系统供电。主厂房出入口、通道、楼梯间及远离主厂房的重要工作场所的应急照明,宜采用自带电源的应急灯。

其他场所的应急照明,应按保安负荷供电。

9.1.5 单机容量为200MW以下燃煤电厂的应急照明,应采用蓄电池直流系统供电。应急照明与正常照明可同时运行,正常时由厂用电源供电,事故时应能自动切换到蓄电池直流母线供电;主控制室的应急照明,正常时可不运行。远离主厂房的重要工作场所的应急照明,可采用应急灯。

10.3.1 主厂房的疏散楼梯,不应少于2个,其中应有一个楼梯直接通向室外出入口,另一个可为室外楼梯。

10.6.1 消防给水系统必须与燃机电厂的设计同时进行。消防用水应与全厂用水统一规划,水源应有可靠的保证。

10.6.3 燃机电厂同一时间的火灾次数为一次。厂区内消防给水水量应按发生火灾时一次最大灭火用水量计算。建筑物一次灭火用水量应为室外和室内消防用水量之和。

10.6.4 多轴配置的联合循环燃机电厂,除燃气轮发电机组外,燃机电厂的火灾自动报警装置、固定灭火系统的设置,应按汽轮发电机组容量对应执行《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第7.1节的规定,单轴配置的联合循环燃煤电厂,应按单套机组容量对应执行《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第7.1节的规定。

11.2.2 地下变电站的变压器应设置能贮存最大一台变压器油量的事故贮油池。

11.4.4 地下变电站安全出口数量不应小于2个。地下室与地上层不应共用楼梯间,当必须共用楼梯间时,应在地上首层采用耐火极限不低于2h的不燃烧体隔墙和乙级防火门将地下或半地下部分与地上部分的连通部分完全隔开,并应有明显标志。

11.6.1 地下变电站采暖、通风和空气调节设计应符合下列规定:

1 所有采暖区域严禁采用明火取暖。

2 电气配电装置室应设置机械排烟装置,其他房间的排烟设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的规定。

3 当火灾发生时,送、排风系统、空调系统应能自动停止运行。当采用气体灭火系统时,穿过防护区的通风或空调风道上的防火阀应能立即自动关闭。

11.7.1 变电站的消防供电应符合下列规定:

1. 消防水泵、电动阀门、火灾探测报警与灭火系统、火灾应急照明应按Ⅱ类负荷供电。

2. 消防用电设备采用双电源或双回路供电时,应在最末一级配电箱处自动切换。

3. 应急照明可采用蓄电池作备用电源,其连续供电时间不应少于20min。

4. 消防用电设备应采用单独的供电回路，当发生火灾切断生产、生活用电时，仍应保证消防用电，其配电设备应设置明显标志。

5. 消防用电设备的配电线路应满足火灾时连续供电的需要，当暗敷时，应穿管并敷设在不燃烧体结构内，其保护层厚度不应小于30mm；当明敷时(包括附设在吊顶内)，应穿金属管或封闭式金属线槽，并采取防火保护措施。当采用阻燃或耐火电缆时，敷设在电缆井、电缆沟内可不采取防火保护措施；当采用矿物绝缘类等具有耐火、抗过载和抗机械破坏性能的不燃性电缆时，可直接明敷。宜与其他配电线路分开敷设，当敷设在同一井、沟内时，宜分别布置在井、沟的两侧。

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

9.1.7 蓄电池室内照明灯具应为防爆型，且应布置在通道的上方，地面最低照度应为30lx，事故照明最低照度应为3lx。

蓄电池室内照明线宜采用穿管暗敷，室内不应装设开关和插座。

9.1.8 基本地震烈度为7度及以上地区，蓄电池组应有抗震加固措施，并应满足GB 50260中的有关规定。

9.1.9 蓄电池室走廊墙面不宜开设通风百叶窗或玻璃采光窗。

采暖和降温设施与蓄电池间的距离，不应小于750mm。蓄电池室内采暖散热器应为焊接的钢制采暖散热器，室内不允许设有法兰、丝扣接头和阀门等。

9.1.10 蓄电池室内应有良好的通风设施。室内的通风换气量应按保证室内含氢量(按体积计算)低于0.7%，含酸量小于$2mg/m^3$计算。通风电动机应为防爆式。

9.1.11 蓄电池室的门应向外开启，应采用非燃烧体或难燃烧体的实体门，门的尺寸不应小于750mm×1960mm(宽×高)。

9.1.12 蓄电池室的采暖通风和空气调节应满足《火力发电厂采暖通风与空气调节技术规程》(DL/T 5035—2004)中的有关规定。

规范引用 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)

3.1.1 在生产、加工、处理、转运或贮存过程中出现或可能出现下列爆炸性气体混合物环境之一时，应进行爆炸性气体环境的电力装置设计：

1. 在大气条件下，可燃气体与空气混合形成爆炸性气体混合物。

2. 闪点低于或等于环境温度的可燃液体的蒸气或薄雾与空气混合形成爆炸性气体混合物。

3. 在物料操作温度高于可燃液体闪点的情况下，当可燃液体有可能泄漏时，可燃液体的蒸气或薄雾与空气混合形成爆炸性气体混合物。

3.1.2 在爆炸性气体环境中发生爆炸应符合下列条件：

1. 存在可燃气体、可燃液体的蒸气或薄雾，浓度在爆炸极限以内。

2. 存在足以点燃爆炸性气体混合物的火花、电弧或高温。

3.1.3 在爆炸性气体环境中应采取下列防止爆炸的措施：

1. 产生爆炸的条件同时出现的可能性应减到最小程度。

2. 工艺设计中应采取下列消除或减少可燃物质的释放及积聚的措施。

1)工艺流程中宜采取较低的压力和温度,将可燃物质限制在密闭容器内。

2)工艺布置应限制和缩小爆炸危险区域的范围,并宜将不同等级的爆炸危险区或爆炸危险区与非爆炸危险区分隔在各自的厂房或界区内。

3)在设备内可采用以氮气或其他惰性气体覆盖的措施。

4)宜采取安全连锁或发生事故时加入聚合反应阻聚剂等化学药品的措施。

3. 防止爆炸性气体混合物的形成或缩短爆炸性气体混合物的滞留时间可采取下列措施:

1)工艺装置宜采取露天或开敞式布置。

2)设置机械通风装置。

3)在爆炸危险环境内设置正压室。

4)对区域内易形成和积聚爆炸性气体混合物的地点应设置自动测量仪器装置,当气体或蒸气浓度接近爆炸下限值的50%时,应能可靠地发出信号或切断电源。

4. 在区域内应采取消除或控制设备线路产生火花、电弧或高温的措施。

4.1.1　当在生产、加工、处理、转运或贮存过程中出现或可能出现可燃性粉尘与空气形成的爆炸性粉尘混合物环境时,应进行爆炸性粉尘环境的电力装置设计。

4.1.2　在爆炸性粉尘环境中粉尘可分为下列三级:

1. ⅢA级为可燃性飞絮。

2. ⅢB级为非导电性粉尘。

3. ⅢC级为导电性粉尘。

4.1.3　在爆炸性粉尘环境中,产生爆炸应符合下列条件:

1. 存在爆炸性粉尘混合物,其浓度在爆炸极限以内。

2. 存在足以点燃爆炸性粉尘混合物的火花、电弧、高温、静电放电或能量辐射。

4.1.4　在爆炸性粉尘环境中应采取下列防止爆炸的措施:

1. 防止产生爆炸的基本措施,应是使产生爆炸的条件同时出现的可能性减小到最小程度。

2. 防止爆炸危险,应按照爆炸性粉尘混合物的特征采取相应的措施。

3. 在工程设计中应先采取下列消除或减少爆炸性粉尘混合物产生和积聚的措施:

1)工艺设备宜将危险物料密封在防止粉尘泄漏的容器内。

2)宜采用露天或开敞式布置,或采用机械除尘措施。

3)宜限制和缩小爆炸危险区域的范围,并将可能释放爆炸性粉尘的设备单独集中布置。

4)提高自动化水平,可采用必要的安全联锁。

5)爆炸危险区域应设有两个以上出入口,其中至少有一个通向非爆炸危险区域,其出入口的门应向爆炸危险性较小的区域侧开启。

6)应对沉积的粉尘进行有效地清除。

7)应限制产生危险温度及火花,特别是由电气设备或线路产生的过热及火花。应防止粉尘进入产生电火花或高温部件的外壳内。应选用粉尘防爆类型的电气设备及线路。

8)可适当增加物料的湿度,降低空气中粉尘的悬浮量。

《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

规范引用

3.2.1　电力系统、装置或设备的下列部分(给定点)应接地:

1. 有效接地系统中部分变压器的中性点和有效接地系统中部分变压器、谐振接地、低电阻接地以及高电阻接地系统的中性点所接设备的接地端子。

2. 高压并联电抗器中性点接地电抗器的接地端子。

3. 电机、变压器和高压电器等的底座和外壳。

4. 发电机中性点柜的外壳、发电机出线柜、封闭母线的外壳和变压器、开关柜等(配套)的金属母线槽等。

5. 气体绝缘金属封闭开关设备的接地端子。

6. 配电、控制和保护用的屏(柜、箱)等的金属框架。

7. 箱式变电站和环网柜的金属箱体等。

8. 发电厂、变电站电缆沟和电缆隧道内,以及地上各种电缆金属支架等。

9. 屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构,以及靠近带电部分的金属围栏和金属门。

10. 电力电缆接线盒、终端盒的外壳,电力电缆的金属护套或屏蔽层,穿线的钢管和电缆桥架等。

11. 装有地线(架空地线,又称避雷线)的架空线路杆塔。

12. 除沥青地面的居民区外,其他居民区内,不接地、谐振接地和高电阻接地系统中无地线架空线路的金属杆塔。

13. 装在配电线路杆塔上的开关设备、电容器等电气装置。

14. 高压电气装置传动装置。

15. 附属于高压电气装置的互感器的二次绕组和铠装控制电缆的外皮。

4.3.7 发电厂和变电站电气装置的接地导体(线),应符合下列要求:

1. 发电厂和变电站电气装置中,下列部位应采用专门敷设的接地导体(线)接地:

1)发电机机座或外壳,出线柜、中性点柜的金属底座和外壳,封闭母线的外壳。

2)110kV 及以上钢筋混凝土构件支座上电气装置的金属外壳。

3)箱式变电站和环网柜的金属箱体。

4)直接接地的变压器中性点。

5)变压器、发电机和高压并联电抗器中性点所接自动跟踪补偿消弧装置提供感性电流的部分、接地电抗器、电阻器或变压器等的接地端子。

6)气体绝缘金属封闭开关设备的接地母线、接地端子。

7)避雷器,避雷针和地线等的接地端子。

2. 当不要求采用专门敷设的接地导体(线)接地时,应符合下列要求:

1)电气装置的接地导体(线)宜利用金属构件、普通钢筋棍凝土构件的钢筋、穿线的钢管和电缆的铅、铝外皮等,但不得使用蛇皮管、保温管的金属网或外皮,以及低压照明网络的导线铅皮作接地导体(线)。

2)操作、测量和信号用低压电气装置的接地导体(线)可利用永久性金属管道,但可燃液体、可燃或爆炸性气体的金属管道除外。

3)用本款第 1)项和第 2)项所列材料作接地导体(线)时,应保证其全长为完好的电气通路,当利用串联的金属构件作为接地导体(线)时,金属构件之间应以截面不小于 $100mm^2$ 的钢材焊接。

3. 接地导体(线)应便于检查,但暗敷的穿线铜管和地下的金属构件除外。潮湿的或有

腐蚀性蒸气的房间内，接地导体(线)离墙不应小于10mm。

4. 接地导体(线)应采取防止发生机械损伤和化学腐蚀的措施。

5. 在接地导体(线)引进建筑物的入口处应设置标志。明敷的接地导体(线)表面应涂15～100mm宽度相等的绿色和黄色相间的条纹。

6. 发电厂和变电站电气装置中电气装置接地导体(线)的连接，应符合下列要求：

1)采用铜或铜覆钢材的接地导体(线)应采用放热焊接方式连接。钢接地导体(线)使用搭接焊接方式时，其搭接长度应为扁钢宽度的2倍或圆钢直径的6倍。

2)当利用钢管作接地导体(线)时，钢管连接处应保证有可靠的电气连接。当利用穿线的钢管作接地导体(线)时，引向电气装置的钢管与电气装置之间，应有可靠的电气连接。

3)接地导体(线)与管道等伸长接地极的连接处宜焊接。连接地点应选在近处，在管道因检修而可能断开时，接地装置的接地电阻应符合本规范的要求。管道上表计和阀门等处，均应装设跨接线。

4)采用铜或铜覆钢材的接地导体(线)与接地极的连接，应采用放热焊接；接地导体(线)与电气装置的连接，可采用螺栓连接或焊接。螺栓连接时的允许温度为250℃。连接处接地导体(线)应适当加大截面，且应设置防松螺帽或防松垫片。

5)电气装置每个接地部分应以单独的接地导体(线)与接地母线相连接，严禁在一个接地导体(线)中串接几个需要接地的部分。

6)接地导体(线)与接地极的连接，接地导体(线)与接地极均为铜(包含铜覆钢材)或其中一个为铜时，应采用放热焊接工艺，被连接的导体应完全包在接头里，连接部位的金属应完全熔化，并应连接牢固。放热焊接接头的表面应平滑，应无贯穿性的气孔。

《电力设备典型消防规程》(DL 5027—1993)

规范引用

7.3.1　变压器容量在120MVA及以上时，宜设固定水喷雾灭火装置，缺水地区的变电所及一般变电所宜用固定的1211、二氧化碳或排油充氮灭火装置。

新建、扩建或改建的单机容量为200MW及以上的发电厂，其主变压器和厂用高压变压器均应装设固定水喷雾灭火装置。

水喷雾灭火装置应定期进行试验，使装置处于良好状态。

7.3.2　油量为2500kg及以上的室外变压器之间，如无防火墙，则防火距离不应小于下列规定：

35kV及以下：5m。

63kV：6m。

110kV：8m。

220～500kV：10m

油量在2500kg及以上的变压器与油量在600kg及以上的充油电气设备之间，其防火距离不应小于5m。

7.3.4　室外单台油量在1000kg以上的变压器及其他油浸式电气设备，应设置储油坑及排油设施；室内单台设备总油量在100kg以上的变压器及其他油浸式电气设备，应在距散热器或外壳1m周围砌防火堤(堰)，以防止油品外溢。

储油坑容积应按容纳100%设备油量或20%设备油量确定。当按20%设备油量设置储油坑，坑底应设有排油管，将事故油排入事故储油坑内。排油管内径不应小于100mm，事故

时应能迅速将油排出，管口应加装铁栅滤网。

储油坑内应设有净距不大于 40mm 的栅格，栅格上部铺设卵石，其厚度不小于 250mm，卵石粒径应为 50～80mm。

当设置总事故油坑时，其容积应按最大一台充油电气设备的全部油量确定。当装设固定水喷雾灭火装置时，总事故油坑的容积还应考虑水喷雾水量而留有一定裕度。

应定期检查和清理储油坑卵石层，以不被淤泥、灰渣及积土所堵塞。

7.3.7 高层建筑内的电力变压器、消弧线圈等设备，应布置在专用的房间内，外墙开门处上方应设置防火挑檐，挑檐的宽度不应小于 1m，而长度为门的宽度两侧各加 0.5m。

7.4.1 防止电缆火灾延燃的措施有：封、堵、涂、隔、包、水喷雾和其他。

7.4.2 涂料、堵料必需经国家技术鉴定合格，并由公安部门颁发生产许可证的工厂生产，其产品应是适用于电缆的不燃或难燃材料，并符合规范规定的耐火时间。在涂刷时要注意稀释液的防火。

7.4.3 凡穿越墙壁、楼板和电缆沟道而进入控制室、电缆夹层、控制柜及仪表盘、保护盘等处的电缆孔、洞、竖井和进入油区的电缆入口处必须用防火堵料严密封堵。发电厂的电缆沿一定长度可涂以耐火涂料或其他阻燃物质。靠近充油设备的电缆沟，应设有防火延燃措施，盖板应封堵。

7.4.4 如需在已完成电缆防火措施的电缆层上新敷设电缆，必须及时地补做相应的防火措施。

7.4.5 电缆廊道内宜每隔 60m 划分防火隔段。

7.4.6 严禁将电缆直接搁置在蒸汽管道上，架空敷设电缆时，电缆与蒸汽管净距不应少于 1m(电力电缆)和 0.5m(控制电缆)，与油管道的净距应尽可能增大。

1.1.2 发电厂电气部分

《火力发电厂厂用电设计技术规程》(DL/T 5153—2002)

规范引用

4.5.1 接有Ⅰ类负荷的高压和低压明(暗)备用动力中心的厂用母线应设置备用电源。当备用电源采用明(专用)备用方式时，还应装设备用电源自动投入装置；当备用电源采用暗(互为)备用方式时，暗(互为)备用的联络断路器宜采用手动切换。

接有Ⅱ类负荷的高压和低压明(暗)备用动力中心的厂用母线，应设置手动切换的备用电源。

只有Ⅲ类负荷的厂用母线，可不设置备用电源。

4.5.2 全厂应设置可靠的高压厂用备用或启动/备用电源。

1. 125MW 及以下机组的高压厂用备用变压器(或电抗器)主要作为事故备用电源，兼作机炉检修、启动或停用时的电源。

2. 200MW 及以上机组的高压厂用启动/备用变压器，主要作为机组启动或停机的电源，兼作厂用备用电源。

4.5.3 高压厂用备用(启动/备用)变压器(电抗器)的设置条件如下：

1. 容量为 100MW 及以下的机组，高压厂用工作变压器(电抗器)的数量在 6 台(组)及以上时，可设置第二台(组)高压厂用备用变压器(电抗器)。

容量为 100～125MW 的机组采用单元制时，高压厂用工作变压器的数量在 5 台及以

上，可增设第二台高压厂用备用变压器。

2. 容量为200～300MW的机组，每两台机组可设1台(组)高压厂用启动/备用变压器。

3. 容量为600MW的机组，当发电机出口不装设断路器或负荷开关时，每两台机组应设1台或2台高压厂用启动/备用变压器，且在配置2台时应考虑1台高压厂用启动/备用变压器检修时，不影响任一台机组的起停；当发电机出口装有断路器或负荷开关时，4台及以下机组可设置1台高压厂用启动/备用变压器，其容量可为1台高压厂用工作变压器的60%～100%。全厂有同容量5台及以上机组时，可再设置1台不接线的高压厂用工作变压器作为备品。

当公用负荷由两台具有部分互为备用功能的高压厂用启动/备用变压器供电时，每台高压厂用启动/备用变压器高压侧应装设1台断路器；当公用负荷由每两台机组配置的2台高压厂用启动/备用变压器供电，并由高压厂用工作变压器作为其备用电源或公用负荷由高压厂用工作变压器供电时，2台高压厂用启动/备用变压器高压侧可共用1台断路器。

1台“高压厂用启动/备用变压器高压侧断路器”应由1回(个)线路(电源)供电；2台及以上“高压厂用启动/备用变压器高压侧断路器”应由2回(个)线路(电源)供电。

4.5.4 当低压厂用备用电源采用明(专用)备用变压器时，容量为125MW及以下的机组，低压厂用工作变压器的数量在8台及以上时，可增设第二台低压厂用备用变压器；容量为200MW的机组，每2台机组可合用1台低压厂用备用变压器；容量为300MW及以上的机组，每台机组宜设1台低压厂用备用变压器。

当低压厂用变压器采用两台变压器互为(暗)备用时，互为备用的负荷应分别由两台变压器供电，两台变压器之间不宜装设自动投入装置。远离主厂房的Ⅱ类负荷，宜采用邻近的两台变压器互为备用的方式。互为备用的低压厂用变压器不应再设专用的备用变压器。

4.6.1 容量为200MW及以上的机组，应设置交流保安电源。交流保安电源宜采用自动快速启动的柴油发电机组，按允许加负荷的程序，分批投入保安负荷。柴油发电机组的选择参照《火力发电厂厂用电设计技术规程》(DL/T 5153—2002)附录D(提示的附录)。

交流保安电源的电压和中性点的接地方式宜与低压厂用电系统一致。

每两台200MW机组宜设置1台柴油发电机组，每台300MW或600MW机组宜设置一台柴油发电机组。

4.6.3 当机组采用计算机监控时，应设置交流不停电电源。交流不停电电源宜采用静态逆变装置，不宜再设备用。

4.6.4 不停电母线段应采用单母线接线，按机组分段，分别供给本机组的不停电负荷。

为了保证不停电负荷供电的连续性和测量的正确性，正常情况下，不停电母线段应由不停电电源供电。当不停电电源发生故障时，应自动切换到本机组的交流保安母线段供电，在切换时交流侧的断电时间应不大于5ms。

8.3.1 厂用配电装置室长度大于7m时，应有两个出口；对长度超过60m的厂用配电装置室，宜增添一个出口；当配电装置室位于楼层时，至少有一个出口应通向该层走廊或室外的安全出口。

8.3.2 配电装置室的建筑装修应采用不起灰的材料，顶棚不应抹灰。

8.3.3 配电装置室宜采用固定窗，并应采用钢丝网乳白(或其他不易破碎能避免阳光直射)玻璃。

8.3.4 对配电装置室门的通风措施(如门上有通风百页)应加装防小动物、防灰的细孔

防腐蚀的网格。

8.3.5 厂用配电装置室的门应为向外开的防火门,并装有内侧不用钥匙可开启的锁,如弹簧锁。相邻配电装置室之间的门,应能双向开启。

门的宽度应按搬运的最大设备外形尺寸再加200~400mm,且不小于900mm,门的高度不低于2100mm。

维护门的尺寸应不小于750mm×1900mm。

8.3.6 厂用配电装置室应考虑防尘,地面可采用不起灰并有一定硬度的光滑地面(如水磨石等)。

8.3.7 厂用配电装置室内不应有与配电装置无关的管道或电缆通过。

8.3.8 厂用配电装置室的顶板必须做到防水、防渗,并应有排水坡度。

8.3.9 变压器贮油设施的长宽尺寸应大于变压器的外廓。当无排油设施时,应在贮油池上装设网栏罩盖,网栏上铺设不小于250mm厚的卵石层,卵石层的表面低于变压器进风口75mm,油面低于网栏50mm。

规范引用 《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》(DL/T 5090—1999)

5.1.4 220kV及以下系统中,一般不采取特殊措施限制工频过电压。

330kV及以上系统中,正常送电状态下突然失去负荷和在线路受端有接地故障情况下突然失去负荷时,可能产生幅值较高的工频过电压。一般采用在线路上安装并联电抗器的措施限制工频过电压。当线路上装设一组电抗器时,应安装在线路的受电端。在线路上架设良导体避雷线降低工频过电压时,宜通过技术经济比较加以确定。

5.1.5 各级电压系统均应采取措施,防止在电力系统操作和故障情况下,由于电感电容参数的不利组合引起的谐振过电压。谐振过电压一般具有工频性质,持续时间长,不能用避雷器限制。

谐振过电压一般有自励磁过电压、水轮发电机不对称短路过电压和铁磁谐振过电压。

6.1.3 发电厂雷电过电压

1. 雷直接击在发电厂电气设备上产生直击雷过电压,由于过电压幅值很高,会造成设备的损坏,应对直击雷采取防护措施。

当雷击发电厂避雷针、线或其他建、构筑物,将引起接地网冲击电位增高,会造成对电气设备的反击,产生反击过电压。反击过电压的幅值取决于雷电流幅值、地网冲击电阻、引流点位置和设备充电回路的时间常数。

2. 雷击附近物体或地面,由于空间电磁场发生剧烈变化,在线路的导线上或其他金属导体上产生感应过电压。一般感应过电压仅对35kV及以下线路和电气设备绝缘有危害。

7.1.3 在一般土壤电阻率地区,架空线路段耐雷水平不宜低于表1-20中所列数值。

表1-20 架空线路段耐雷水平

系统标称电压/kV	35	66	110	220	330	500
耐雷水平/kA	30	60	75	120	140	160

雷击杆塔耐雷水平的计算,可参考附录B。

8.1.1 发电厂的直击雷过电压保护可采用避雷针或避雷线。下列设施应装设直击雷保护装置:

——户外配电装置，包括组合导线和母线廊道；

——砖木结构的主厂房；

——油处理室、露天油罐及易燃材料仓库等建筑物。

避雷针不宜装在独立的主控制室和35kV及以下的高压屋内配电装置的顶上。为保护其他设备而在主厂房上装设的避雷针，应采取加强分流、装设集中接地装置、设备的接地点尽量远离避雷针接地引下线的入地点、避雷针接地引下线尽量远离电气设备等防止反击的措施。

峡谷地区的发电厂宜用避雷线保护。

8.1.2　独立避雷针(线)宜设独立的接地装置。在非高土壤电阻率地区，其接地电阻不宜超过10Ω。当有困难时，该接地装置可与主接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至35kV及以下设备与主接地网的地下连接点，沿接地体的长度不得小于15m。

独立避雷针不应设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于3m，否则应采取均压措施，铺设砾石或沥青地面，也可采用混凝土地面。

8.1.4　110kV及以上配电装置，可将线路的避雷线引接到出线门型架构上，土壤电阻率大于1000Ω·m的地区，应装设集中接地装置。

35～66kV的配电装置，在土壤电阻率不大于500Ω·m的地区，允许将线路的避雷线引接到出线门型架上，但应装设集中接地装置。在土壤电阻率大于500Ω·m的地区，避雷线应架设到线路终端杆塔为止。从线路终端杆塔到配电装置的一挡线路的保护，可采用独立避雷针，也可在线路终端杆塔上装设避雷针。

8.1.5　装有避雷针和避雷线的架构上的照明灯电源线、独立避雷针和装有避雷针的照明灯塔上的照明灯电源线，均需采用直接埋入地下的带金属外皮的电缆或穿入金属管的导线。电缆外皮或金属管埋入地中长度在10m以上，然后才允许与35kV及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。严禁在装有避雷针(线)的构筑物上架设未采取保护措施的通信线、广播线和低压线。

8.3.1　发电厂应采取措施防止或减少近区雷击闪络。未沿全线架设避雷线的35～110kV架空送电线路，应在1～2km的进线段架设避雷线。

220～500kV架空送电线路，在2km进线保护段范围内以及35～110kV线路在1～2km进线保护段范围内的杆塔耐雷水平，应不低于表7.1.3要求。

进线保护段上的避雷线保护角不宜超过20°，最大不应超过30°。

8.3.2　在雷雨季节，如35～110kV进线的隔离开关或断路器可能经常断路运行，同时线路侧又带电，则必须在靠近隔离开关或断路器线路侧装设一组避雷器。

8.3.4　发电厂的高压电气主接线在各种运行方式下，有可能受到雷电侵入波危害的设备，都应在避雷器的保护范围内。

桥形接线和角形接线的配电装置，避雷器宜配置在送电线路入口处。

单母线和双母线接线的配电装置，避雷器宜配置在主母线上。当有旁路母线投运时，出线设备不在主母线避雷器保护范围内，应在旁路母线上设置一组避雷器。

一倍半接线，对220kV的配电装置，避雷器宜配置在母线上；对330～500kV的配电装置，避雷器宜配置在进、出线的入口处，如有的设备还不在避雷器的保护范围内，可在母线上设置避雷器。

以上设置的避雷器首先应靠近变压器附近装设，当变压器远离高压配电装置又不在配电装置避雷器保护范围内，应在变压器附近设置一组避雷器。

发电厂内所有避雷器应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接,同时应在其附近装设集中接地装置。

规范引用 《水力发电厂接地设计技术导则》(DL/T 5091—1999)

4.2.8 保护接地及要求:

1. 电力设备下列金属部件,除另有规定者外,均应接地或接中性线(保护线)。

1)电机、变压器、电抗器、电器、携带式及移动式用电器具等底座和外壳。

2)SF_6全封闭组合电器(GIS)与大电流封闭母线外壳以及电气设备箱、柜的金属外壳。

3)电力设备传动装置。

4)互感器的二次绕阻。

5)配电、控制保护屏(柜、箱)及操作台等的金属框架。

6)屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构,以及靠近带电部分的金属围栏和金属门、窗。

7)交、直流电力电缆桥架、接线盒、终端盒的外壳、电缆的屏蔽铠装外皮、穿线的钢管等。

8)装有避雷线的电力线路杆塔。

9)在非沥青地面的居民区内,无避雷线非直接接地系统架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土的杆塔。

10)铠装控制电缆的外皮、非铠装或非金属护套电缆的1～2根屏蔽芯线。

2. 电力设备的下列金属部分,除另有规定者外,可不接地或不接中性线(保护线)。

1)在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内,交流额定电压380V及以下、直流额定电压220V及以下的电力设备外壳。但当维护人员可能同时触及设备外壳和接地物体时除外。

2)在干燥场所,交流额定电压127V及以下、直流额定电压110V及以下的电力设备外壳,但爆炸危险场所除外。

3)安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电气测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳,以及当发生绝缘损坏时,在支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等。

4)安装在已接地的金属架构上的设备(应保证电气接触良好),如套管等。

5)标称电压220V及以下的蓄电池室内的支架。

6)已与接地的底座之间有可靠电气接触的电动机和电器的外壳。

3. 在中性点直接接地的低压电力系统中,电力设备的外壳和机座宜采用接地或接中性线(或保护线)保护。

对于用电设备较少、分散,且又无接地线的地方,宜采用接中性线保护。而接中性线保护确有困难,而土壤电阻率较低时,可采用直接埋设接地体进行接地保护。

当低压电力设备的机座或金属外壳与接地网可靠连接后,允许不按接中性线保护的要求作短路验算。

由同一台发电机、变压器或同一段母线供电的低压线路,不宜采用接中性线、接地两种保护方式。

在低压电力系统中,全部采用接地保护时,应装设能自动切除接地故障的继电保护装置。

4.2.9 防雷接地及要求:

1. 所有设有避雷针、避雷线的构架,微波塔均应设置集中接地装置。

2. 避雷器宜设置集中接地,其接地线应以最短的距离与地网相连。

3．独立避雷针（线）应设独立的集中接地装置，接地电阻不宜超过 10Ω。在高土壤电阻率地区，当要求做到规定的 10Ω 确有困难时，允许采用较高的数值，并应将该装置与主接地网连接，但从避雷针与主接地网的地下连接点到 35kV 及以下电气设备与主接地网的地下连接点，沿接地体的长度不得小于 15m。避雷针（线）到被保护设施的空气中距离和地中距离还应符合防止避雷针（线）对被保护设备反击的要求。

4．独立避雷针（线）不应设在人经常通行的地方。避雷针（线）及其接地装置与道路或入口等的距离不宜小于 3m，否则应采取均压措施，铺设砾石或沥青地面。

5.3　低压系统的接地电阻

5.3.1　低压电力设备接地装置的接地电阻不宜超过 4Ω。

5.3.2　在中性点直接接地的低压电力网中，中性线应在电源处接地，以免负荷切除时，造成不接地运行而危及人身和设备安全。

5.3.3　架空线路的干线和分支线的终端及沿线每公里处，中性线应重复接地。电缆和架空线在引入建筑物处，中性线应重复接地，或在屋内将中性线与配电屏、控制屏的接地装置相连。

中性线的重复接地，应充分利用自然接地体。

5.3.4　配电线路中性线每处重复接地装置的接地电阻不应超过 10Ω。

在电力设备接地装置的接地电阻允许达到 10Ω 的电力网中，每一重复接地装置的接地电阻不应超过 30Ω，但重复接地不应少于 3 处。

5.3.5　为了防止触电危险，在低压电力网中，严禁利用大地作相线或中性线。

8.2　接触、跨步电位差允许值规定

8.2.1　在大接地短路电流系统中，当电网发生单相接地或同点两相接地故障时，产生的接触电位差和跨步电位差不应超过下列数值：

$$E_j = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \qquad (8.2.1\text{-}1)$$

$$E_k = \frac{174 + 0.7\rho_b}{\sqrt{t}} \qquad (8.2.1\text{-}2)$$

式中：E_j——接触电位差允许值（V）；

E_k——跨步电位差允许值（V）；

ρ_b——人脚站立处地表面的土壤电阻率（Ω·m）；

t——接地短路故障的持续时间（s）。

8.2.2　在小接地短路电流系统中，当发生单相接地故障时，由于系统通常不立即迅速切除故障，此时发电厂电力设备接地装置的跨步电位差、接触电位差允许值较低，不应超过下列数值：

$$E_j = 50 + 0.05\rho_b \qquad (8.2.2\text{-}1)$$

$$E_k = 50 + 0.2\rho_b \qquad (8.2.2\text{-}2)$$

1.1.3　输变电工程

《供配电系统设计规范》（GB 50052—2009）

规范引用

3.0.1　电力负荷应根据对供电可靠性的要求及中断供电在对人身安全、经济损失上所造成的影响程度进行分级，并应符合下列规定：

1. 符合下列情况之一时,应视为一级负荷。

1)中断供电将造成人身伤害时。

2)中断供电将在经济上造成重大损失时。

3)中断供电将影响重要用电单位的正常工作。

2. 在一级负荷中,当中断供电将造成人员伤亡或重大设备损坏或发生中毒、爆炸和火灾等情况的负荷,以及特别重要场所的不允许中断供电的负荷,应视为一级负荷中特别重要的负荷。

3. 符合下列情况之一时,应视为二级负荷。

1)中断供电将在经济上造成较大损失时。

2)中断供电将影响较重要用电单位的正常工作。

4. 不属于一级和二级负荷者应为三级负荷。

3.0.2 一级负荷应由双重电源供电,当一电源发生故障时,另一电源不应同时受到损坏。

3.0.3 一级负荷中特别重要的负荷供电,应符合下列要求:

1. 除应由双重电源供电外,尚应增设应急电源,并严禁将其他负荷接入应急供电系统。

2. 设备的供电电源的切换时间,应满足设备允许中断供电的要求。

3.0.4 下列电源可作为应急电源:

1. 独立于正常电源的发电机组。

2. 供电网络中独立于正常电源的专用的馈电线路。

3. 蓄电池。

4. 干电池。

3.0.5 应急电源应根据允许中断供电的时间选择,并应符合下列规定:

1. 允许中断供电时间为15s以上的供电,可选用快速自启动的发电机组。

2. 自投装置的动作时间能满足允许中断供电时间的,可选用带有自动投入装置的独立于正常电源之外的专用馈电线路。

3. 允许中断供电时间为毫秒级的供电,可选用蓄电池静止型不间断供电装置或柴油机不间断供电装置。

3.0.6 应急电源的供电时间,应按生产技术上要求的允许停车过程时间确定。

3.0.7 二级负荷的供电系统,宜由两回线路供电。在负荷较小或地区供电条件困难时,二级负荷可由一回6kV及以上专用的架空线路供电。

3.0.8 各级负荷的备用电源设置可根据用电需要确定。

3.0.9 备用电源的负荷严禁接入应急供电系统。

4.0.2 应急电源与正常电源之间,应采取防止并列运行的措施。当有特殊要求,应急电源向正常电源转换需短暂并列运行时,应采取安全运行的措施。

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

5.1.9 在隧道、沟、浅槽、竖井、夹层等封闭式电缆通道中,不得布置热力管道,严禁有易燃气体或易燃液体的管道穿越。

5.3.5 直埋敷设的电缆,严禁位于地下管道的正上方或正下方。

电缆与电缆、管道、道路、构筑物等之间的容许最小距离,应符合表1-21的规定。

表 1-21　电缆与电缆、管道、道路、构筑物等之间的容许最小距离　（单位：m）

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
控制电缆之间		—	0.5①
电力电缆之间或与控制电缆之间	10kV 及以下电力电缆	0.1	0.5①
	10kV 以上电力电缆	0.25②	0.5①
不同部门使用的电缆		0.5②	0.5①
电缆与地下管沟	热力管沟	2③	0.5①
	油管或易(可)燃气管道	1	0.5①
	其他管道	0.5	0.5①
电缆与铁路	非直流电气化铁路路轨	3	1.0
	直流电气化铁路路轨	10	1.0
电缆与建筑物基础		0.6③	—
电缆与公路边		1.0③	—
电缆与排水沟		1.0③	—
电缆与树木的主干		0.7	—
电缆与 1kV 以下架空线电杆		1.0③	—
电缆与 1kV 以上架空线杆塔基础		4.0③	—

注：①用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.25m；
②用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.1m；
③特殊情况时，减小值不得小于 50%。

规范引用

《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》（DL/T 5149—2001）

6.4.1　所有操作控制均应经防误闭锁，并有出错报警和判断信息输出。

6.4.2　站控层应实现面向全所设备的综合操作闭锁功能，间隔层应实现各电气单元设备的操作闭锁功能。

6.4.3　对手动操作的隔离开关和接地开关，应采用编码锁防误操作，也可采用电磁锁，并宜在就地控制箱设电气闭锁。各种操作均应设权限等级管理。

6.4.4　站控层防误操作方式以综合全部信息进行逻辑判断和闭锁为主。间隔层防误操作以实时状态检测、逻辑判断和输出回路闭锁等多种方式结合，充分保证对本单元一次设备的各种安全要求。

6.4.5　防误闭锁判断准则及条件应符合“五防”等相关规程、规范和运行要求。

6.4.6　防误闭锁及闭锁逻辑应能经授权后进行修改。

规范引用

《变电所总布置设计技术规程》(DL/T 5056—2007)

6.1.1 变电站的站区场地设计标高应根据变电站的电压等级确定。

220kV 枢纽变电站及 220kV 以上电压等级的变电站，站区场地设计标高应高于频率为 1%（重现期，下同）的洪水水位或历史最高内涝水位；其他电压等级的变电站站区场地设计标高应高于频率为 2%的洪水水位或历史最高内涝水位。

当站区场地设计标高不能满足上述要求时，可区别不同的情况分别采取以下三种不同的措施：

1. 对场地标高采取措施时，场地设计标高应不低于洪水水位或历史最高内涝水位。

2. 对站区采取防洪或防涝措施时，防洪或防涝设施标高应高于上述洪水水位或历史最高内涝水位标高 0.5m。

3. 采取可靠措施，使主要设备底座和生产建筑物室内地坪标高不低于上述高水位。

沿江、河、湖、海等受风浪影响的变电站，防洪设施标高还应考虑频率为 2% 的风浪高和 0.5m 的安全超高。

6.1.2 变电站站内场地设计标高宜高于或局部高于站外自然地面，以满足站区场地排水要求。

6.1.3 站区竖向布置应合理利用自然地形，根据工艺要求、站区总平面布置格局、交通运输、雨水排放方向及排水点、土(石)方平衡等综合考虑，因地制宜确定竖向布置形式，尽量减小边坡用地、场地平整土(石)方量、挡土墙及护坡等工程量，并使场地排水路径短而顺畅。

1. 站区竖向布置一般应考虑站内外(包括进站道路、基槽余土、防排洪设施等)挖填土(石)方综合平衡的前提下，宜使站区场地平整土(石)方量最小。

2. 山区、丘陵地区变电站的竖向布置，在满足工艺要求的前提下应合理利用地形，适当采用阶梯式布置，尽量避免深挖高填并确保边坡的稳定。

规范引用 《220kV～500kV 紧凑型架空输电线路设计技术规程》(DL/T 5217—2013)

3.0.1 紧凑型线路路径选择，应综合考虑线路长度、地形地貌、地质、冰区、交通、施工、运行及地方规划等因素，进行多方案技术经济比较，做到安全可靠、环境友好、经济合理。

3.0.2 路径选择宜采用卫片、航片、全数字摄影测量系统和红外测量等新技术；在地质条件复杂地区，必要时宜采用地质遥感技术。

3.0.3 路径选择应避开军事设施、大型工矿企业及重要设施等，符合城镇规划。

3.0.4 路径选择宜避开不良地质地带和采动影响区，当无法避让时，应采取必要的措施。

3.0.5 路径选择宜避开易覆冰区、导线易舞动区及影响安全运行的其他地区；宜避开原始森林、自然保护区、文物保护区、风景名胜区。

3.0.6 路径选择应考虑与电台、机场、弱电线路等邻近设施的相互影响。

3.0.7 路径选择宜靠近现有国道、省道、县道及乡镇公路，充分使用现有的交通条件，方便施工和运行。

3.0.8 设计覆冰厚度为 10mm 及以下轻冰区，耐张段长度不宜大于 10km；设计覆冰厚度为 15mm 及以下中冰区，耐张段长度不宜大于 5km。当耐张段长度较长时应采取防串倒措施。在高差或挡距相差悬殊的山区或中冰区等运行条件较差的地段，耐张段长度应适当缩短。

3.0.9 紧凑型线路与主干铁路、高速公路交叉，应采用独立耐张段。

3.0.10 山区紧凑型线路，宜控制大挡距、大高差的使用，避免临挡挡距相差悬殊，当无法避免时应采取必要的措施，提高安全度。

4.0.1 设计气象条件，应根据沿线气象资料的数理统计结果，参考现行国家标准《建筑结构荷载规范》(GB 50009—2012)和附近已有线路的运行经验确定。当沿线的气象与《220

～500kV 紧凑型架空输电线路设计技术规程》(DL/T 5217—2013)附录 A 典型气象区接近时，宜采用典型气象区所列数值。基本风速、设计冰厚重现期应符合下列规定：

1. 500kV 紧凑型线路重现期应取 50 年。

2. 220～330kV 紧凑型线路重现期应取 30 年。

4.0.2 确定基本风速时，应按当地气象台、站 10min 时距平均的年最大风速为样本，并宜采用极值Ⅰ型分布作为概率模型，统计风速的高度应取离地面 10m。

4.0.3 山区输电线路，宜采用统计分析和对比观测等方法，由邻近地区气象台、站的气象资料推算山区的基本风速，并应结合实际运行经验确定。当无可靠资料时，宜将附近平原地区的统计值提高 10%。

4.0.4 220～330kV 紧凑型线路的基本风速，不宜低于 23.5m/s；500kV 紧凑型线路基本风速，不宜低于 27m/s。必要时还宜按稀有风速条件进行验算。

4.0.5 设计覆冰宜按无冰、5～10mm 和 15mm 覆冰厚度设计，必要时还宜按稀有覆冰条件进行验算。

4.0.6 除无冰区段外，地线设计冰厚应较导线冰厚增加 5mm。

4.0.7 设计时应加强对沿线已建线路设计、运行情况的调查，并应考虑微地形、微气象条件以及导线易舞动对紧凑型线路的影响。

4.0.8 设计用年平均气温，应按下列规定取值：

当地区年平均气温在 3～17℃时，宜取与年平均气温值邻近的 5 的倍数值；

当地区年平均气温小于 3℃或大于 17℃时，分别按年平均气温减少 3℃和 5℃后，取与此数邻近的 5 的倍数值。

4.0.9 安装工况风速应采用 10m/s，覆冰厚度应采用无冰，气温应按下列规定取值：

1. 最低气温为－40℃的地区，宜采用－15℃。

2. 最低气温为－20℃的地区，宜采用－10℃。

3. 最低气温为－10℃的地区，宜采用－5℃。

4. 最低气温为－5℃的地区，宜采用 0℃。

4.0.10 雷电过电压工况的气温宜采用 15℃，当基本风速折算到导线平均高度处的风速大于或等于 35m/s 时，雷电过电压工况的风速宜取 15m/s，否则取 10m/s；校验导线与地线之间的距离时，应采用无风、无冰工况。

4.0.11 操作过电压工况的气温可采用年平均气温，风速宜取基本风速折算到导线平均高度处的风速的 50%，但不宜低于 15m/s，且应无冰。

4.0.12 带电作业工况的风速可采用 10m/s，气温可采用 15℃，覆冰厚度应采用无冰。

5.0.1 紧凑型线路的导线截面，宜根据线路输送容量，按照经济电流密度选择。为提高线路自然输送功率，紧凑型线路应采用多分裂导线，通过技术经济比较，确定相导线结构形式。

5.0.2 紧凑型线路的导线和分裂型式应满足电晕要求。导线表面电场强度 E 不宜大于全面电晕电场强度 E_0 的 80%～85%；导线年平均电晕损失不宜大于线路电阻有功损失的 20%。

5.0.3 紧凑型线路的导线截面和分裂型式应满足无线电干扰和可听噪声的要求，应符合现行国家标准《110～750kV 架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010)中 5.0.4 条、5.0.5 条的规定。

5.0.4 导线选型时，应使每根子导线电荷基本平衡，子导线最大电荷不均匀系数不宜大于1.05，最小电荷不均匀系数不宜小于0.95。相导线工作电容相差不宜超过0.25%。

5.0.5 验算导线允许载流量时，导线的允许温度宜按下列规定取值：

1. 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线宜采用70℃，必要时可采用80℃。

2. 钢芯铝包钢绞线和铝包钢绞线可采用80℃。

3. 镀锌钢绞线可采用125℃。

注：环境气温宜采用最热月平均最高温度；风速采用0.5m/s；太阳辐射功率密度采用0.1W/cm²。

5.0.6 紧凑型线路采用多分裂导线，子导线宜采用对称均匀布置。为了控制分裂导线次挡距振荡，分裂间距与子导线直径之比宜大于15。每相子导线分裂数如下：

500kV 紧凑型线路，不宜小于6。

330kV 紧凑型线路，不宜小于4。

220kV 紧凑型线路，不宜小于4。

5.0.7 导、地线在弧垂最低点的设计安全系数不应小于2.5，悬挂点的设计安全系数不应小于2.25。地线的设计安全系数不应小于导线的设计安全系数。

5.0.8 导、地线在弧垂最低点的最大张力，应按下式计算：

$$T_{max} \leqslant \frac{T_p}{K_c} \tag{5.0.8}$$

式中：T_{max}——导、地线在弧垂最低点的最大张力(N)；

T_p——导、地线的拉断力(N)；

K_e——导、地线的设计安全系数。

5.0.9 导、地线在稀有风速或稀有覆冰气象条件时，弧垂最低点的最大张力不应超过其导、地线拉断力的70%。悬挂点的最大张力，不应超过导、地线拉断力的77%。

5.0.10 地线(包括光纤复合架空地线)应满足电气和机械使用条件要求，可选用镀锌钢绞线或复合型绞线。验算短路热稳定时，地线的允许温度宜按下列规定取值：

1. 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线可采用200℃。

2. 钢芯铝包钢绞线和铝包钢绞线可采用300℃。

3. 镀锌钢绞线可采用400℃。

4. 光纤复合架空地线的允许温度应采用产品试验保证值。

5.0.11 光纤复合架空地线的结构选型应考虑耐雷击性能，短路电流值和相应计算时间应根据系统情况确定。

5.0.12 地线采用镀锌钢绞线时，标称截面选择宜符合表1-22的规定。

表1-22 地线采用镀锌钢绞线时的配合表

电压等级/kV		500	330	220
镀锌钢绞线最小标称截面/mm²	无冰区	80	80	50
	覆冰区	100	80	80

5.0.13 导、地线防振措施应按现行国家标准《110～750kV 架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010)中第5.0.13条的规定执行。

5.0.14 导、地线架设后的塑性伸长，应按制造厂提供的数据或通过试验确定，塑性伸长对弧垂的影响宜采用降温法补偿。当无资料时，镀锌钢绞线的塑性伸长可采用1×10^{-4}，

并降低温度10℃补偿；钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值可按表1-23的规定确定。

表1-23 钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值

铝钢截面比	塑性伸长	降温值(℃)
4.29～4.38	3×10^{-4}	15
7.05～6.16	3×10^{-4}～4×10^{-4}	15～20
7.71～7.91	4×10^{-4}～5×10^{4}	20～25
11.34～14.46	5×10^{-4}～6×10^{-4}	25(或根据试验数据确定)

注：对铝包钢绞线、大铝钢截面比的钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线等应由制造厂家提供塑性伸长值或降温值。

6.0.1 绝缘子机械强度的安全系数，应符合表1-24的规定。双联及多联绝缘子串应验算断一联后的机械强度，其荷载和安全系数按断联情况考虑。

表1-24 绝缘子机械强度安全系数

情况	最大使用荷载		常年荷载	断线荷载	断联荷载	验算荷载
	盘形绝缘子	棒形绝缘子				
安全系数	2.7	3.0	4.0	1.8	1.5	1.5

绝缘子机械强度的安全系数K_1应按下式计算：

$$K_1 = \frac{T_R}{T} \tag{6.0.1}$$

式中：T_R——绝缘子的额定机械破坏负荷(kN)；

T——分别取绝缘子所承受的最大使用荷载、常年荷载、断线荷载、断联荷载、验算荷载(kN)。

注：常年荷载是指年平均气温条件下绝缘子所承受的荷载。断线荷载的气象条件是－5℃、无风、有冰；断联荷载的气象条件是－5℃、无风、无冰；验算荷载是验算条件下绝缘子所承受的荷载。

6.0.2 金具强度的安全系数，应符合表1-25的规定。

表1-25 金具机械强度安全系数

情况	最大使用荷载	断线荷载	断联荷载	验算荷载
安全系数	2.5	1.5	1.5	1.5

6.0.3 直线塔导线绝缘子金具组装串宜采用V型串。V型绝缘子串的两肢之间的夹角一半可比最大风偏角小5°～10°，或通过试验确定。

6.0.4 V型绝缘子串在顺线路方向应转动灵活，采用V型串加悬垂串组合时，应考虑绝缘子金具组装串转动时的受力变化。

6.0.5 V型串采用复合绝缘子时端部应采取防脱落设计。

6.0.6 相向绝缘间隔棒的复合绝缘子芯棒直径不应小于30mm。相间绝缘间隔棒与子导线间隔棒的联结金具，应具有耐磨和转动灵活的性能。

6.0.7 导线耐张线夹引流板型式应具有良好的抗疲劳性能。

6.0.8 绝缘子串及金具应根据电压等级、海拔高度考虑均压和防电晕措施。有特殊要求需要另行研制或采用非标准金具时，应经试验合格后方可使用。

6.0.9 绝缘子金具组装串与杆塔连接的第一个金具，应受力合理、转动灵活，其强度应高于串内其他金具强度。绝缘子金具组装串中的绝缘子、金具等零部件，应做到联接结构合理、转动灵活，具有较高的机械强度和抗疲劳损伤性能。

6.0.10 线路经过易舞动区应适当提高金具和绝缘子串的机械强度。

6.0.11 地线绝缘时宜使用双联绝缘子串。进线挡架构侧地线(包括光纤复合架空地线)与架构联接处应采取绝缘设计。

6.0.12 当线路与直流输电工程接地极距离小于5km时，地线(包括光纤复合架空地线)应绝缘，大于5km时通过计算确定地线(包括光纤复合架空地线)是否绝缘。

6.0.13 采用黑色金属制造的金具表面应热镀锌或采取其他相应的防腐措施。

7.0.1 紧凑型线路的绝缘配合，应使线路能在工频电压、操作过电压、雷电过电压等各种条件下安全可靠地运行。

7.0.2 海拔高度1000m以下的地区，操作过电压及雷电过电压要求的悬垂绝缘子串绝缘子片数，不应少于表7.0.2的数值。耐张绝缘子串的绝缘子片数应在表1-26的基础上增加，对220～330kV紧凑型线路增加1片，对500kV紧凑型线路增加2片。

表1-26 操作过电压及雷电过电压要求的悬垂绝缘子串的最少片数

标称电压/kV	220	330	500
单片绝缘子的高度/mm	146	146	155
绝缘子片数/片	13	17	25

220～500kV紧凑型线路使用的复合绝缘子两端均应加均压环，其绝缘结构高度不宜降低绝缘子串雷击闪络电压，其最小电弧距离不宜小于盘形绝缘子串绝缘结构高度。相间复合绝缘间隔棒的结构高度应满足相间操作过电压的要求。

7.0.3 全高超过40m有地线的杆塔，高度每增加10m，应比上表增加1片相当于146mm的绝缘子；220kV、330kV紧凑型线路全塔高超过60m的杆塔，500kV紧凑型线路全塔高超过70m的杆塔，绝缘子片数应根据运行经验结合计算确定。由于高杆塔而增加绝缘子片数时，雷电过电压最小间隙也应相应增大。

7.0.4 紧凑型架空输电线路的绝缘配置，应以审定的污秽分区图为基础，结合线路附近的污秽和发展情况，综合考虑环境污秽变化因素，选择合适的绝缘子型式和片数，并适当留有裕度。高压架空线路污秽分级标准见附录B。相间复合绝缘间隔棒的爬电距离，取相对地复合绝缘子爬电距离的$\sqrt{3}$倍。

7.0.5 紧凑型线路的绝缘配合设计，可采用爬电比距法，也可采用污耐压法，选择合适的绝缘子型式和片数。当采用爬电比距法时，绝缘子片数应按下式计算：

$$n \geqslant \frac{\lambda U}{K_e L_{o1}} \tag{7.0.5}$$

式中：n——海拔1000m时每联绝缘子所需片数；

λ——爬电比距(cm/kV)；

U——系统标称电压(kV)；

L_{o1}——单片悬式绝缘子的几何爬电距离(cm)；

K_e——绝缘子爬电距离的有效系数，主要由各种绝缘子几何爬电距离在试验和运行中污秽耐压的有效性来确定；并以XP－70、XP－160型绝缘子为基础，其K_e值取为1。

7.0.6　通过污秽地区的紧凑型线路，耐张绝缘子串的片数按本标准第7.0.5条的规定选择并已达到第7.0.2条的规定片数时，可不再比悬垂绝缘子串增加。同一污区，其爬电比距根据运行经验较悬垂绝缘子串可适当减少。

7.0.7　复合绝缘子在轻、中污区的爬电距离不宜小于盘型绝缘子；在重污区的爬电距离不应小于盘型绝缘子最小要求值的3/4且不小于2.8cm/kV。

7.0.8　海拔超过1000m的地区，悬垂绝缘子串的片数宜按下式计算：

$$n_{\mathrm{H}} = ne^{0.1215m_1(H-1)} \tag{7.0.8}$$

式中：n_{H}——高海拔地区每联绝缘子所需片数；

H——海拔高度(km)；

m_1——特征指数，它反映气压对于污闪电压的影响程度，由试验确定。各种绝缘子m_1可按附录C的规定取值。

7.0.9　海拔不超过1000m的地区，在相应风偏条件下，带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙，应符合表1-27的规定。

表1-27　带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙　(单位：m)

标称电压/kV	220	330	500	
工频电压	0.55	0.90	1.20	1.30
操作过电压	1.45	1.95	2.50	2.70
雷电过电压	1.90	2.30	3.30	3.30

注：①按雷电过电压和操作过电压情况校验间隙时的相应气象条件，见附录A。

②按运行电压情况校验间隙时风速采用基本风速修正至相应导线平均高度处的值及相应气温。

③500kV空气间隙栏，左侧数据适用于海拔高度不超过500m地区，右侧适用于超过500m但不超过1000m的地区。

7.0.10　在海拔不超过1000m的地区，带电作业时，带电部分与杆塔接地部分的校验间隙应符合表1-28的规定。

表1-28　带电部分对杆塔与接地部分的校验间隙

标称电压/kV	220	330	500
校验间隙/m	1.80	2.20	3.20

注：①对操作人员需要停留工作的部位，还应考虑人体活动范围0.5m。

②校验带电作业间隙时，应采用下列计算条件：气温15℃，风速10m/s。

③当间隙小于表中规定的数值时，可采取措施或通过试验确定。

7.0.11　海拔不超过1000m的地区，在悬垂型杆塔塔头及挡距中间，有风偏情况下，工频电压、操作过电压导线相间最小间隙，不宜小于表1-29所列数值。

表1-29　工频电压、操作过电压导线相间最小间隙

标称电压/kV	220		330		500	
校验位置	塔头	挡中	塔头	挡中	塔头	挡中
工频电压相间最小间隙/m	—	0.90	—	1.60	—	2.20
操作过电压相间最小间隙/m	2.40	2.10	3.40	3.00	5.20	4.60

7.0.12 空气放电电压海拔修正系数 K_a 可按下式计算：

$$K_a = e^{mH/8150} \tag{7.0.12}$$

式中：H——海拔高度(m)；

m——海拔修正因子，工频、雷电电压海拔修正因子 $m=1.0$；操作过电压海拔修正因子可按海拔修正因子 m 与电压的关系(图 7.0.12)中的曲线 a、c 取值。

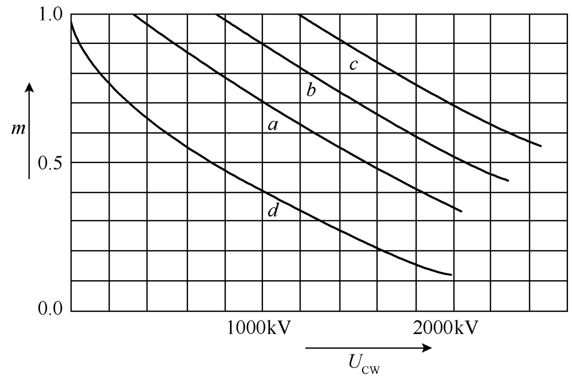


图 7.0.12 海拔修正因子 m 与电压的关系

a—相对地绝缘；b—纵向绝缘；c—相间绝缘；d—棒－板间隙

当因高海拔而需增加绝缘子数量时，则第 7.0.9 条规定的雷电过电压最小间隙也应相应增大。

7.0.13 紧凑型线路应全线架设双地线，地线对边导线的保护角宜采用负保护角。

杆塔上两根地线之间的距离不应超过地线与导线间垂直距离的 5 倍。在一般挡距的中央，导线与地线间的距离，应按下式计算(计算条件为气温 15℃，无风)：

$$S \geqslant 0.012L + 1 \tag{7.0.13}$$

式中：S——导线与地线间的距离(m)；

L——挡距(m)。

7.0.14 所有杆塔应接地。在雷季干燥时，每基杆塔不连地线的工频接地电阻，不宜大于表 1-30 规定的数值。土壤电阻率较低的地区，当杆塔的自然接地电阻不大于表 1-30 所列数值时，可不装设人工接地体。

表 1-30 线路杆塔工频接地电阻

土壤电阻率 /(Ω·m)	100 及以下	100 以上至 500	500 以上至 1000	1000 以上至 2000	2000 以上
工频接地电阻 /Ω	10	15	20	25	30

注：如土壤电阻率超过 2000Ω·m，接地电阻很难降到 30Ω 时，可采用 6～8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体，其接地电阻不受限制。

8.0.1 紧凑型线路的直线塔，同回路的三相导线应布置在同一塔窗内，三相导线宜采用等边倒三角形布置。

8.0.2 海拔不超过 1000m 的地区，相导线中心距离宜采用表 1-31 所列数值；每相分裂导线外接圆直径不宜小于表 1-32 所列数值。

表 1-31 相导线相间距离

标称电压/kV	220	330	500
相间距离/m	3.40	4.80	6.70

表 1-32 分裂导线外接圆直径

标称电压/kV	220	330	500
分裂导线外接圆直接/m	0.495	0.495	0.750

8.0.3 为减少风力或短路引起的电动力对导线线间距离的影响，挡距较大时可设置相间绝缘间隔棒，并应合理选择安装个数和位置。

8.0.4 设计覆冰大于10mm地区，应验算导线不同期脱冰对线间距离的影响，以满足工频运行电压相间距离的要求。

8.0.5 单回紧凑型线路可不考虑换位，同塔双回紧凑型线路应根据系统运行特性确定是否换位及换位方式。

规范引用

《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)

3.1 电力系统的静态稳定储备标准。

3.1.1 在正常运行方式下，对不同的电力系统，按功角判据计算的静态稳定储备系数(K_p)应为15%～20%，按无功电压判据计算的静态稳定储备系数(K_v)为10%～15%。

3.1.2 在事故后运行方式和特殊运行方式下，K_p不得低于10%，K_v不得低于8%。

3.1.3 水电厂送出线路或次要输电线路下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：

(1)如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，允许只按正常静态稳定储备送电。

(2)在事故后运行方式下，允许只按事故后静态稳定储备送电。

3.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准。

电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为以下三级。

第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电；

第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷；

第三级标准：当系统不能保持稳定运行时，必须防止系统崩溃并尽量减少负荷损失。

3.2.1 第一级安全稳定标准：正常运行方式下的电力系统受到下述单一元件故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

(1)任何线路单相瞬时接地故障重合成功。

(2)同级电压的双回线或多回线和环网，任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合。

(3)同级电压的双回线或多回线和环网，任一回线三相故障断开不重合。

(4)任一发电机跳闸或失磁。

(5)受端系统任一台变压器故障退出运行。

(6)任一大负荷突然变化。

(7)任一回交流联络线故障或无故障断开不重合。

(8)直流输电线路单极故障。

但对于发电厂的交流送出线路三相故障,发电厂的直流送出线路单极故障,两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开,必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施。

3.2.2 第二级安全稳定标准:

正常运行方式下的电力系统受到下述较严重的故障扰动后,保护、开关及重合闸正确动作,应能保持稳定运行,必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。

(1)单回线单相永久性故障重合不成功及无故障三相断开不重合。

(2)任一段母线故障。

(3)同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功,双回线三相同时跳开。

(4)直流输电线路双极故障。

3.2.3 第三级安全稳定标准:

电力系统因下列情况导致稳定破坏时,必须采取措施,防止系统崩溃,避免造成长时间大面积停电和对最重要用户(包括厂用电)的灾害性停电,使负荷损失尽可能减少到最小,电力系统应尽快恢复正常运行。

(1)故障时开关拒动。

(2)故障时继电保护、自动装置误动或拒动。

(3)自动调节装置失灵。

(4)多重故障。

(5)失去大容量发电厂。

(6)其他偶然因素。

3.3 对几种特殊情况的要求。

3.3.1 为了使失去同步的电力系统能够迅速恢复正常运行,并减少运行操作,经计算分析,在全部满足下列三个条件的前提下,可以不解列,允许局部系统作短时间的非同步运行,而后再同步。

(1)非同步运行时通过发电机、调相机等的振荡电流在允许范围内,不致损坏系统重要设备;

(2)在非同步运行过程中,电网枢纽变电所或接有重要用户的变电所的母线电压波动最低值不低于额定值的75%。

(3)系统只在两个部分之间失去同步,通过预定控制措施,能使之迅速恢复同步运行。若调整无效,应在事先规定的适当地点解列。

3.3.2 向特别重要受端系统送电的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或故障断开,导致两条线路退出运行,应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电,其他线路不发生连锁跳闸。

3.3.3 在电力系统中出现高一级电压的初期,发生线路(变压器)单相永久故障,允许采取切机措施;当发生线路(变压器)三相短路故障时,允许采取切机和切负荷措施,保证电力系统的稳定运行。

3.3.4 任一线路、母线主保护停运时，发生单相永久接地故障，应采取措施保证电力系统的稳定运行。

4.1 电力系统在扰动下的安全稳定要求。

4.1.1 电力系统扰动情况分类。

电力系统中的扰动可分为小扰动和大扰动两类：

(1)小扰动指由于负荷正常波动、功率及潮流控制、变压器分接头调整和联络线功率自然波动等引起的扰动。

(2)大扰动指系统元件短路、切换操作和其他较大的功率或阻抗变化引起的扰动。大扰动可按扰动严重程度和出现概率分为三类：第Ⅰ类，单一故障(出现概率较高的故障)；第Ⅱ类，单一严重故障(出现概率较低的故障)；第Ⅲ类，多重严重故障(出现概率很低的故障)。详见《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)附录A。

4.1.2 正常运行安全要求。

电力系统正常运行时，应能供应全部负荷并保持充裕性和安全性。系统元件负载不超过其额定，系统频率和母线电压处于正常水平，有足够的稳定储备和有功、无功备用容量。

4.1.3 承受第Ⅰ类大扰动时的安全要求。

电力系统正常运行发生第Ⅰ类大扰动时，应能保持供电和稳定运行，但允许系统的稳定储备和备用容量降低而进入警戒状态。此时应采用预防性控制或值班员操作使系统及时恢复正常安全运行。

注：对某些特殊大扰动情况的处理，参见《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)附录A的A1的注。

4.1.4 承受第Ⅱ类大扰动时的安全要求。

电力系统正常运行发生第Ⅱ类大扰动时，系统可能不充裕或出现稳定危机而进入紧急状态。此时应采取适当的紧急控制措施保持系统稳定性和主电网完整性，但允许损失部分负荷。

4.1.5 承受第Ⅲ类大扰动时的安全要求。

电力系统正常运行发生第Ⅲ类大扰动时，如系统不能保持稳定运行而进入极端紧急状态，则必须采取措施，防止系统崩溃，避免长时间的大面积停电和对最重要用户(包括厂用电)的灾害性停电，使负荷损失减到最小。

4.1.6 在某些特殊运行方式下的安全要求。

如电力系统由于某种原凶处于潜在不充裕或不安全的特殊状态(如事故后尚未及时调整，或某种特殊情况下要求强行多送电，例如水电站弃水)，承受上述各类扰动时，在维持用户供电的条件下，允许适当降低其安全要求。

4.2 安全稳定控制的配置原则。

4.2.1 安全稳定控制的作用和目标。

为保证电力系统的安全稳定运行，一次系统应建立合理的电网结构、配备完善的电力设施、安排合理的运行方式，二次系统应配备性能完善的继电保护系统和适当的安全稳定控制措施，组成一个完备的防御系统。通常分为三道防线。

电力系统承受各种扰动时，系统的状态变化和安全稳定控制的作用和目标，如图1-1所示。

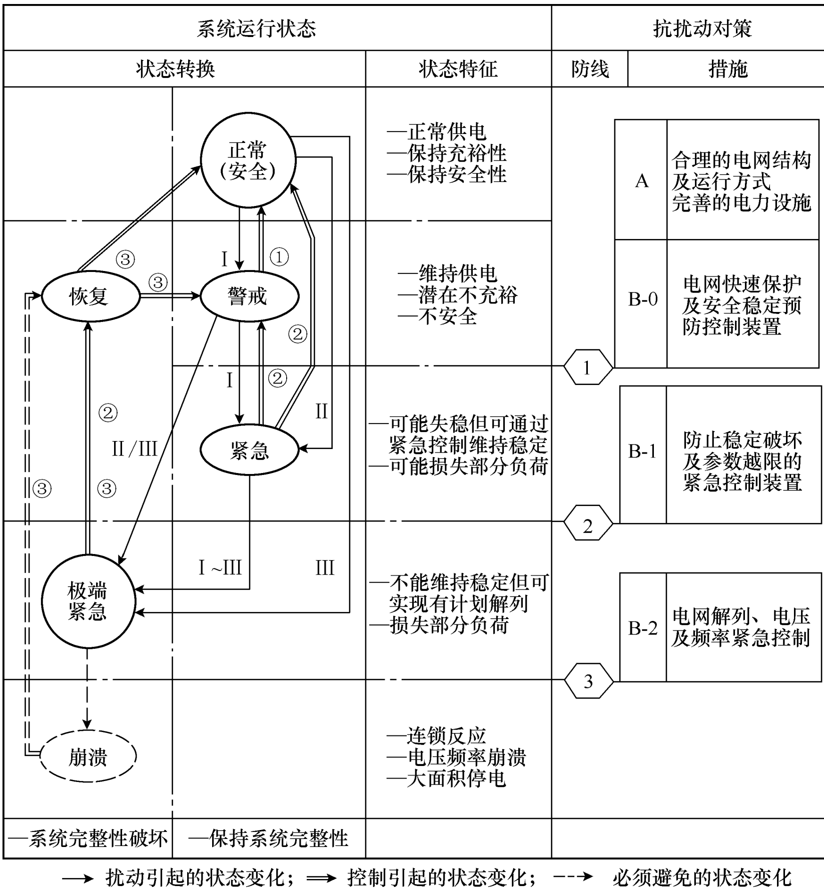


图 1-1　系统状态变化和安全稳定控制的作用及目标

Ⅰ—单一故障；Ⅱ—单一严重故障；Ⅲ—多重严重故障；

①预防控制；②紧急控制；③恢复控制。

A：一次系统措施，包括电网结构、电力设施、运行方式等；B：二次控制措施，可分为 B—0、B—1、B—2 三类

4.2.2　正常运行状态下的安全稳定控制。

为保证电力系统正常运行状态及承受第Ⅰ类大扰动时的安全要求，应由一次系统设施、继电保护、以及安全稳定预防性控制等，组成保证电力系统安全稳定的第一道防线。系统预防性控制包括发电机功率预防性控制、发电机励磁附加控制、并联和串联电容补偿控制、高压直流输电（HVDC）功率调制、以及其他灵活交流输电（FACTS）控制等。

4.2.3　紧急状态下的安全稳定控制。

为保证电力系统承受第Ⅱ类大扰动时的安全要求，应由防止稳定破坏和参数严重越限的紧急控制等，实现保证电力系统安全稳定的第二道防线。这种情况下的紧急控制包括切除发电机、汽轮机快速控制汽门（简称快控汽门）、发电机励磁紧急控制、动态电阻制动、串联或并联电容强行补偿、HVDC 功率紧急调制和集中切负荷等。

4.2.4　极端紧急状态下的安全稳定控制。

为保证电力系统承受第Ⅲ类大扰动时的安全要求，应配备防止事故扩大避免系统崩溃的紧急控制，如系统解列、再同步、频率和电压紧急控制等，同时应避免线路和机组保护在系统振荡时误动作，防止线路及机组连锁跳闸，以实现保证电力系统安全稳定的第三道防线。

4.2.5　系统停电后的恢复控制。

电力系统由于严重扰动引起部分停电或事故扩大引起大范围停电时，为使系统恢复正常运行和供电，各区域系统应配备必要的全停后启动(black start)措施，并采取必要的恢复控制(包括自动控制和人工控制)。自动恢复控制包括电源自动快速启动和并列，输电网络自动恢复送电，以及用户自动恢复供电等。

4.3　安全稳定控制系统的性能要求。

4.3.1　控制装置的工作条件。

安全稳定控制装置适应的环境条件、绝缘耐压和电磁兼容条件等，应符合《输电线路保护装置通用技术条件》(GB/T 15145—2008)的要求。

4.3.2　控制系统的一般性能要求。

4.3.2.1　安全稳定控制系统的可用性能及其影响因素，包括可靠性能、维修性能和维修保障性能，一般由可用性(availability)、可靠性(reliability)和可维修性(maintainability)确定，具体要求可参照附录B的规定。

4.3.2.2　紧急控制系统应具有与继电保护同等的可信赖性(dependability)和安全性(security)，并应考虑安全稳定控制的特点。

(1)紧急控制系统的设计应有足够的冗余，当装置在要求其动作时拒动或动作未达到预期效果时，不致引起设备连锁跳闸或系统崩溃。

(2)紧急控制装置的设计应有必要的安全措施，使装置内任一元件失效不会导致装置在不要求其动作时误动。

(3)紧急控制装置的动作评价可参照附录C的规定。

4.3.2.3　远方信息传送设备的性能应根据所传信息的传送速度和性能(数据完整性、可信赖性、安全性等)要求确定。

4.3.2.4　安全稳定控制装置中应设有自诊断和自检测功能，当主要部件失效或关键功能不起作用时，能及时发现并发出警报。

4.3.2　控制系统的协调配合。

电力系统中安全稳定控制系统的配置和整定应使各控制系统之间做到协调配合。包括：

(1)互为补充和备用：例如系统解列作为防止系统稳定破坏控制的备用等。

(2)动作有选择性：例如系统中不同地点解列装置的动作必须具有选择性。

4.4　安全稳定控制系统的结构。

安全稳定控制系统可能是就地的，即利用就地判据并就地执行；也可以是分散装设于几个厂站并有信息交换的分布式(分散决策)或集中式(集中决策)控制系统。

安全稳定控制系统应根据电力系统结构、运行特点及实际条件恰当配置。

1.2　电力工程电气保护的要求和主要防护措施

1.2.1　电流对人体的效应

(1)电击导致心室纤颤造成死亡。流过人体的电流很小时，没有什么感觉，随着电流和

电击时间的增加,对人身的危害就越加严重。流过人体的15～100Hz交流电流幅值与作用时间的关系可表示为:

$$I=I_1+10t$$

式中:I——作用电流的方均根值(mA);

I_1——摆脱电流阈值的方均根值(mA),是人体能够摆脱在手中的电极的最大电流值,又称为安全电流,它取决于接触面积、电极的形状和大小、人的各自生理特性等,约等于10mA;

t——持续时间(s)。

(2)在15～100Hz交流电流流过人体的电流一时间效应分为四个区:

①一区对人通常没有任何病理生理反应;

②二区通常无有害的病理生理反应;

③三区对人体器官一般没有损伤,但可能产生肌肉收缩、呼吸困难、血压升高、心脏冲动形成及传导的可逆性紊乱,包括心房纤颤,进而引起的短暂心脏停跳;

④四区除了有三区的病理生理反应外,可能出现心室纤颤。

(3)用人体的接触电压较之于用通过人体的电流来检验人身是否安全更为实用。人体阻抗随着环境、接触面积以及接触电压等因素的不同而不同,人体阻抗随着接触电压的升高而下降。根据国际电工委员会所作的分析,在正常环境及潮湿环境下,人体接触电压的安全最低电压值分别为50、25V。

1.2.2 安全电压的选择

安全电压应根据使用环境、人员和使用方式等因素选用。为确保人身安全,供给安全电压的特定电源除采用独立电源外,供电电源的输入电路与输出电路必须实行电气上的隔离。工作在安全电压下的电路必须与其他电气系统和与之无关的可导电部分实行电气上的距离。当电气设备采用24 V以上的安全电压时,必须采取防止直接接触带电体的保护措施,其电路必须与大地绝缘。

1.2.3 电击防护

1.2.3.1 直接接触防护措施

规范引用 《低压配电设计规范》(50054—2011

5 电气装置的电击防护

5.1 直接接触防护措施

(Ⅰ)将带电部分绝缘

5.1.1 带电部分应全部用绝缘层覆盖,其绝缘层应能长期承受在运行中遇到的机械、化学、电气及热的各种不利影响。

(Ⅱ)采用遮栏或外护物

5.1.2 标称电压超过交流方均根植25V容易被触及的裸带电体,应设置遮栏或外护物。

其防护等级不应低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的

IP××B级或IP2×级。为更换灯头、插座或熔断器之类部件，或为实现设备的正常功能所需的开孔，在采取了下列两项措施后除外：

1. 设置防止人、畜意外触及带电部分的防护措施；

2. 在可能触及带电部分的开孔处，设置“禁止触及”的标志。

5.1.3　可触及的遮栏或外护物的顶面，其防护等级不应低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××D级或IP4×级。

5.1.4　遮栏或外护物应稳定、耐久、可靠地固定。

5.1.5　需要移动的遮栏以及需要打开或拆下部件的外护物，应采用下列防护措施之一：

1. 只有使用钥匙或其他工具才能移动、打开、拆下遮栏或外护物；

2. 将遮栏或外护物所保护的带电部分的电源切断后，只有在重新放回或重新关闭遮栏或外护物后才能恢复供电；

3. 设置防护等级不低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××B级或IP2×级的中间遮栏，并应能防止触及带电部分且只有石油钥匙或工具才能移开。

5.1.6　按《低压配电设计规范》(50054—2011)第5.1.2条设置的遮栏或外护物与裸带电体之间的净距，应符合下列规定：

1. 采用网状遮栏或外护物时，不应小于100mm；

2. 采用板状遮栏或外护物时，不应小于50mm。

(Ⅲ)采用阻挡物

5.1.7　当裸带电体采用遮栏或外护物防护有困难时，在电器专用房间或区域宜采用栏杆或网状屏障等阻挡物进行防护，阻挡物应能防止人体无意识的接近裸带电体和在操作设备过程中人体无意识的触及裸带电体。

5.1.8　阻挡物应适当固定，但可以不用钥匙或工具将其移开。

5.1.9　采用防护的国际低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××B级或IP2×级的阻挡物时，阻挡物与裸带电体的水平净距不应小于1.25mm，阻挡物的高度不应小于1.4m。

(Ⅳ)置于伸臂范围之外

5.1.10　在电气专用房间或区域，不采用防护等级等于高于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××B级或IP2×级的遮栏、外护物或阻挡物时，应将人可能无意识同时触及的不同电位的可导电部分置于伸臂范围之外。

5.1.11　伸臂范围(图1-2)应符合下列规定：

1. 裸带电体布置在有人活动的区域上方时，其与平台或地面的垂直净距不应小于2.5m。

2. 裸带电体布置在有人活动的平台侧面时，其与平台边缘的水平净距不应小于1.25m。

3. 裸带电体布置在有人活动的平台下方时，其与平台下方的垂直净距不应小于1.25m，且与平台边缘的水平净距不应小于0.75m。

4. 裸带电体的水平方向的阻挡物、遮栏或外护物，其防护等级低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××B级或IP2×级时，伸臂范围应从阻挡

物、遮栏或外护物算起。

5. 在有人活动区域上方的裸带电体的阻挡物、遮栏或外护物,其防护等级低于现行国家标准《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)规定的IP××B级或IP2×级时,伸臂范围2.5m应从人所在地面算起。

6. 人手持大的或长的导电物体时,伸臂范围应计及该物体的尺寸。

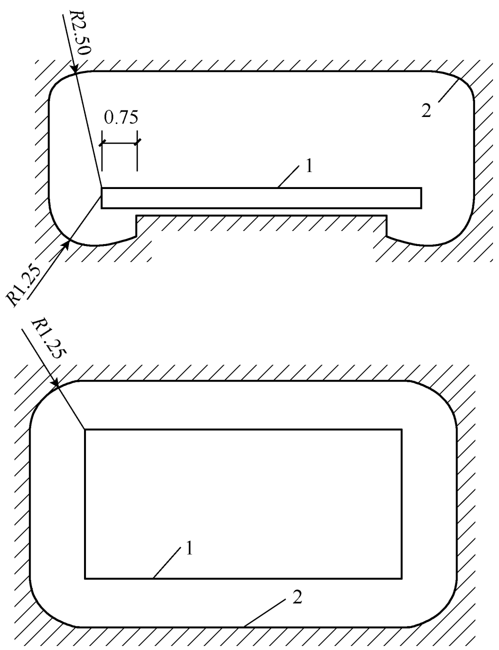


图1-2 伸臂范围(单位:m)
1—平台;2—手臂可达到的界限

(Ⅴ)用剩余电流动作保护器的附加保护

5.1.12 额定剩余动作电流不超过30mA剩余电流动作保护器,可作为其他直接接触防护措施失效或使用者疏忽时的附加防护,但不能单独作为直接接触防护措施。

1.2.3.2 间接接触防护措施

规范引用 **《低压配电设计规范》(50054—2011)**

5.2.1 对于未按现行国家标准《低压电气装置 第4-41部分:安全防护 电击防护》(GB 16895.21—2011)的规定采用下列间接接触防护措施者,应采用本节所规定的防护措施:

①采用Ⅱ类设备;

②采取电气分隔措施;

③采用特低电压供电;

④将电气设备安装在非导电场所内;

⑤设置不接地的等电位联结。

5.2.2 在使用Ⅰ类设备、预期接触电压限值为50V的场所,当回路或设备中发生带电

导体与外露可导电部分或保护导体之间的故障时，间接接触防护电器应能在预期接触电压超过 50V 且持续时间足以引起对人体有害的病理生理效应前自动切断该回路或设备的电源。

5.2.3 电气装置的外露可导电部分，应与保护导体连接。

5.2.4 建筑物内的总等电位联结，应符合下列规定：

1. 每个建筑物中的下列可导电部分，应做总等电位联结：

(1)总保护导体(保护导体、保护接地中性导体)。

(2)电气装置总接地导体或总接地端子排。

(3)建筑物内的水管、燃气管、采暖和空调管道等各种金属干管。

(4)可接用的建筑物金属结构部分。

2. 来自外部的本条第 1 款规定的可导电部分，应在建筑物内距离引入点最近的地方做总等电位联结。

3. 总等电位联结导体，应符合《低压配电设计规范》(50054—2011)第 3.2.15 条～第 3.2.17 条的有关规定。

4. 通信电缆的金属外护层在做等电位联结时，应征得相关部门的同意。

5.2.5 当电气装置或电气装置某一部分发生接地故障后间接接触的保护电器不能满足自动切断电源的要求是，尚应在局部范围内将《低压配电设计规范》(50054—2011)第 5.2.4 条第 1 款所列可导电部分再做一次局部等电位联结；亦可将伸臂范围内能同时触及的两个可导电部分之间做辅助等电位联结。局部等电位联结或辅助等电位联结的有效性，应符合下式的要求：

$$R \leqslant \frac{50}{I_a} \quad (5.2.5)$$

式中：R——可同时触及的外露可导电部分和装置外可导电部分之间，故障电流产生的电压降引起接触电压的一段线路的电阻(Ω)；

I_a——保证间接接触保护电器在规定时间内切断故障回路的动作电流(A)。

5.2.6 配电线路间接接触防护的上下级保护电器的动作特性之间应有选择性。

1.3 危险环境电力装置的设计要求

1.3.1 爆炸性环境中电力装置设计的一般规定

规范引用 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)

5.1.1 爆炸性环境的电力装置设计应符合下列规定：

1. 爆炸性环境的电力装置设计宜将设备和线路，特别是正常运行时能发生火花的设备布置在爆炸性环境以外。当需设在爆炸性环境内时，应布置在爆炸危险性较小的地点。

2. 在满足工艺生产及安全的前提下，应减少防爆电气设备的数量。

3. 爆炸性环境内的电气设备和线路应符合周围环境内化学、机械、热、霉菌以及风沙等不同环境条件对电气设备的要求。

4. 在爆炸性粉尘环境内,不宜采用携带式电气设备。

5. 爆炸性粉尘环境内的事故排风用电动机应在生产发生事故的情况下,在便于操作的地方设置事故启动按钮等控制设备。

6. 在爆炸性粉尘环境内,应尽量减少插座和局部照明灯具的数量。如需采用时,插座宜布置在爆炸性粉尘不易积聚的地点,局部照明灯宜布置在事故时气流不易冲击的位置。

粉尘环境中安装的插座开口的一面应朝下,且与垂直面的角度不应大于60°。

7. 爆炸性环境内设置的防爆电气设备应符合现行国家标准《爆炸性环境 第1部分:设备 通用要求》(GB 3836.1—2010)的有关规定。

1.3.2 爆炸性环境电气设备的选择

规范引用 《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)

5.2.1 在爆炸性环境内,电气设备应根据下列因素进行选择:

1. 爆炸危险区域的分区。

2. 可燃性物质和可燃性粉尘的分级。

3. 可燃性物质的引燃温度。

4. 可燃性粉尘云、可燃性粉尘层的最低引燃温度。

5.2.2 危险区域划分与电气设备保护级别的关系应符合下列规定:

1 爆炸性环境内电气设备保护级别的选择应符合表1-33的规定。

表1-33 爆炸性环境内电气设备保护级别的选择

危险区域	设备保护级别(EPL)
0区	Ga
1区	Ga或Gb
2区	Ga、Gb或Gc
20区	Da
21区	Da或Db
22区	Da、Db或Dc

2 电气设备保护级别(EPL)与电气设备防爆结构的关系应符合表1-34的规定。

表1-34 电气设备保护级别(EPL)与电气设备防爆结构的关系

设备保护级别(EPL)	电气设备防爆结构	防爆形式
Ga	本质安全型	"ia"
	浇封型	"ma"
	由两种独立的防爆类型组成的设备,每一种类型达到保护级别"Gb"的要求	—
	光辐射式设备和传输系统的保护	"op is"

续表

设备保护级别（EPL）	电气设备防爆结构	防爆形式
Gb	隔爆型	“d”
	增安型	“e”①
	本质安全型	“ib”
	浇封型	“mb”
	油浸型	“o”
	正压型	“px”、“py”
	充砂型	“q”
	本质安全现场总线概念(FISCO)	“—”
	光辐射式设备和传输系统的保护	“op pr”
Gc	本质安全型	“ic”
	浇封型	“mc”
	无火花	“n”、“nA”
	限制呼吸	“nR”
	限能	“nL”
	火花保护	“nC”
	正压型	“pz”
	非可燃现场总线概念(FNICO)	“—”
	光辐射式设备和传输系统的保护	“op sh”
Da	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
Db	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
	正压型	“pD”
Dc	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
	正压型	“pD”

注：在1区中使用的增安型“e”电气设备仅限于下列电气设备：在正常运行中不产生火花、电弧或危险温度的接线盒和接线箱，包括主体为“d”或“m”型，接线部分为“e”型的电气产品；按现行国家标准《爆炸性环境第3部分：由增安型“e”保护的设备》(GB 3836.3—2010)附录D配置的合适热保护装置的“e”型低压异步电动机，启动频繁和环境条件恶劣者除外；“e”型荧光灯；“e”型测量仪表和仪表用电流互感器。

5.2.3 防爆电气设备的级别和组别不应低于该爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别，并应符合下列规定：

1. 气体、蒸气或粉尘分级与电气设备类别的关系应符合表1-35的规定。当存在有两种以上可燃性物质形成的爆炸性混合物时，应按照混合后的爆炸性混合物的级别和组别选用

防爆设备,无据可查又不可能进行试验时,可按危险程度较高的级别和组别选用防爆电气设备。

对于标有适用于特定的气体、蒸气的环境的防爆设备,没有经过鉴定,不得使用于其他的气体环境内。

表 1-35 气体、蒸气或粉尘分级与电气设备类别的关系

气体、蒸气或粉尘分级	设备类别
ⅡA	ⅡA、ⅡB或ⅡC
ⅡB	ⅡB或ⅡC
ⅡC	ⅡC
ⅢA	ⅢA、ⅢB或ⅢC
ⅢB	ⅢB或ⅢC
ⅢC	ⅢC

2. Ⅱ类电气设备的温度组别、最高表面温度和气体、蒸气引燃温度之间的关系符合表5.2.3-2的规定。

表 1-36 Ⅱ类电气设备的温度组别、最高表面温度和气体、蒸气引燃温度之间的关系

电气设备 温度组别	电气设备允许最高 表面温度/℃	气体/蒸气的引燃 温度/℃	适用的设备 温度级别
T1	450	>450	T1～T6
T2	300	>30	T2～T6
T3	200	>200	T3～T6
T4	135	>135	T4～T6
T5	100	>100	TT～T6
T6	85	>85	T6

3. 安装在爆炸性粉尘环境中的电气设备应采取措施防止热表面点可燃性粉尘层引起的火灾危险。Ⅲ类电气设备的最高表面温度应按国家现行有关标准的规定进行选择。电气设备结构应满足电气设备在规定的运行条件下不降低防爆性能的要求。

5.2.4 当选用正压型电气设备及通风系统时,应符合下列规定:

1. 通风系统应采用非燃性材料制成,其结构应坚固,连接应严密,并不得有产生气体滞留的死角。

2. 电气设备应与通风系统联锁。运行前应先通风,并应在通风量大于电气设备及其通风系统管道容积的5倍时,接通设备的主电源。

3. 在运行中,进入电气设备及其通风系统内的气体不应含有可燃物质或其他有害物质。

4. 在电气设备及其通风系统运行中,对于px.py或Pd型设备,其风压不应低于50Pa;对于pz型设备,其风压不应低于25Pa。

当风压低于上述值时,应自动断开设备的主电源或发出信号。

5. 通风过程排出的气体不宜排入爆炸危险环境;当采取有效地防止火花和炽热颗粒从设备及其通风系统吹出的措施时,可排入2区空间。

6. 对闭路通风的正压型设备及其通风系统应供给清洁气体。

7. 电气设备外壳及通风系统的门或盖子应采取联锁装置或加警告标志等安全措施。

1.3.3　爆炸性环境电气设备的安装

规范引用　**《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)**

5.3.1　油浸型设备应在没有振动、不倾斜和固定安装的条件下采用。

5.3.2　在采用非防爆型设备作隔墙机械传动时，应符合下列规定：

1. 安装电气设备的房间应用非燃烧体的实体墙与爆炸危险区域隔开。

2. 传动轴传动通过隔墙处，应采用填料函密封或有同等效果的密封措施。

3. 安装电气设备房间的出口应通向非爆炸危险区域的环境；当安装设备的房间必须与爆炸性环境相通时，应对爆炸性环境保持相对的正压。

5.3.3　除本质安全电路外，爆炸性环境的电气线路和设备应装设过载、短路和接地保护，不可能产生过载的电气设备可不装设过载保护。爆炸性环境的电动机除按国家现行有关标准的要求装设必要的保护之外，均应装设断相保护。如果电气设备的自动断电可能引起比引燃危险造成的危险更大时，应采用报警装置代替自动断电装置。

5.3.4　紧急情况下，在危险场所外合适的地点或位置应采取一种或多种措施对危险场所设备断电。连续运行的设备不应包括在紧急断电回路巾，而应安装在单独的回路上，防止附加危险产生。

5.3.5　变电所、配电所和控制室的设计应符合下列规定：

1. 变电所、配电所(包括配电室，下同)和控制室应布置在爆炸性坏境以外，当为正压室时，可布置在 1 区、2 区内。

2. 对于可燃物质比空气重的爆炸性气体环境，位于爆炸危险区附加 2 区的变电所、配电所和控制室的电气和仪表的设备层地而应高出室外地面 0.6m。

1.3.4　爆炸性环境电气线路的设计

规范引用　**《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)**

5.4.1　爆炸性环境电缆和导线的选择应符合下列规定：

1. 在爆炸性环境内，低压电力、照明线路采用的绝缘导线和电缆的额定电压应高于或等于工作电压，且 U_0/U 不应低于工作电压。中性线的额定电压应与相线电压相等，并应在同一护套或保护管内敷设。

2. 在爆炸危险区内，除在配电盘、接线箱或采用金属导管配线系统内，无护套的电线不应作为供配电线路。

3. 在 1 区内应采用铜芯电缆；除本质安全电路外，在 2 区内宜采用铜芯电缆，当采用铝芯电缆时，其截面不得小于 16mm²，且与电气设备的连接应采用铜—铝过渡接头。敷设在爆炸性粉，环境 20 区、21 区以及在 22 区内有剧烈振动区域的回路，均应采用铜芯绝缘导线或电缆。

4. 除本质安全系统的电路外，爆炸性环境电缆配线的技术要求应符合表 1-37 的规定。

表 1-37 爆炸性环境电缆配线的技术要求

技术要求 / 爆炸危险区域 项目	电缆明设或在沟内敷设时的最小截面			移动电缆
	电力	照明	控制	
1 区	铜芯 2.5mm² 及以上	铜芯 2.5mm² 及以上	铜芯 1.0mm² 及以上	重型
2 区	铜芯 1.5mm² 及以上，铝芯16mm²及以上	铜芯 1.5mm² 及以上	铜芯 1.0mm² 及以上	中型

5. 除本质安全系统的电路外，在爆炸性环境内电压为 1000V 以下的钢管配线的技术要求应符合表 1-38 的规定。

表 1-38 爆炸性环境内电压为 1000V 以下的钢管配线的技术要求

技术要求 / 爆炸危险区域 项目	钢管配线用绝缘导线的最小截面			管子连接要求
	电力	照明	控制	
1 区、20、21 区	铜芯 2.5mm² 及以上	铜芯 2.5mm² 及以上	铜芯 2.5mm² 及以上	钢管螺纹旋合不应少于 5 扣
2 区、22 区	铜芯 2.5mm² 及以上	铜芯 1.5mm² 及以上	铜芯 1.5mm² 及以上	钢管螺纹旋合不应少于 5 扣

6. 在爆炸性环境内，绝缘导线和电缆截面的选择除应满足表 5.4.1-1 和 5.4.1-2 的规定外，还应符合下列规定：

(1)导体允许载流量不应小于熔断器熔体额定电流的 1.25 倍及断路器长延时过电流脱扣器整定电流的 1.25 倍，本款第 2 项的情况除外；

(2)引向电压为 1000V 以下鼠笼型感应电动机支线的长期允许载流量不应小于电动机额定电流的 1.25 倍。

7. 在架空、桥架敷设时电缆宜采用阻燃电缆。当敷设方式采用能防止机械损伤的桥架方式时，塑料护套电缆可采用非铠装电缆。当不存在会受鼠、虫等损害情形时，在 2 区、22 区电缆沟内敷设的电缆可采，用非铠装电缆。

5.4.2 爆炸性环境线路的保护应符合下列规定：

1. 在 1 区内单相网络中的相线及中性线均应装设短路保护，并采取适当开关同时断开相线和中性线。

2. 对 3～10kV 电缆线路宜装设零序电流保护，在 1 区、21 区内保护装置宜动作于跳闸。

5.4.3 爆炸性环境电气线路的安装应符合下列规定：

1. 电气线路宜在爆炸危险性较小的环境或远离释放源的地方敷设，并应符合下列规定：

(1)当可燃物质比空气重时，电气线路宜在较高处敷设或直接埋地；架空敷设时宜采用电缆桥架；电缆沟敷设时沟内应充砂，并宜设置排水措施。

(2)电气线路宜在有爆炸危险的建筑物、构筑物的墙外敷设。

(3)在爆炸粉尘环境，电缆应沿粉尘不易堆积并且易于粉尘清除的位置敷设。

2. 敷设电气线路的沟道、电缆桥架或导管，所穿过的不同区域之间墙或楼板处的孔洞

应采用非燃性材料严密堵塞。

3. 敷设电气线路时宜避开可能受到机械损伤、振动、腐蚀、紫外线照射以及可能受热的地方，不能避开时，应采取预防措施。

4. 钢管配线可采用无护套的绝缘单芯或多芯导线。当钢管中含有三根或多根导线时，导线包括绝缘层的总截面不宜超过钢管截面的40%。钢管应采用低压流体输送用镀锌焊接钢管。钢管连接的螺纹部分应涂以铅油或磷化膏。在可能凝结冷凝水的地方，管线上应装设排除冷凝水的密封接头。

5. 在爆炸性气体环境内钢管配线的电气线路应做好隔离密封，且应符合下列规定：

(1)在正常运行时，所有点燃源外壳的450mm范围内应做隔离密封。

(2)直径50mm以上钢管距引入的接线箱450mm以内处应做隔离密封。

(3)相邻的爆炸性环境之间以及爆炸性环境与相邻的其他危险环境或非危险环境之间应进行隔离密封。进行密封时，密封内部应用纤维作填充层的底层或隔层，填充层的有效厚度不应小于钢管的内径，且不得小于16mm。

(4)供隔离密封用的连接部件，不应作为导线的连接或分线用。

6. 在1区内电缆线路严禁有中间接头，在2区、20区、21区内不应有中间接头。

7. 当电缆或导线的终端连接时，电缆内部的导线如果为绞线，其终端应采用定型端子或接线鼻子进行连接。

铝芯绝缘导线或电缆的连接与封端应采用压接、熔焊或钎焊，当与设备(照明灯具除外)连接时，应采用铜—铝过渡接头。

8. 架空电力线路不得跨越爆炸性气体环境，架空线路与爆炸性气体环境的水平距离不应小于杆塔高度的1.5倍。在特殊情况下，采取有效措施后，可适当减少距离。

1.3.5 爆炸性环境接地设计

《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)

规范引用

5.5.1 当爆炸性环境电力系统接地设计时，1000V交流/1500V直流以下的电源系统的接地应符合下列规定：

1. 爆炸性环境中的TN系统应采用TN－S型。

2. 危险区中的TT型电源系统应采用剩余电流动作的保护电器。

3. 爆炸性环境中的IT型电源系统应设置绝缘监测装置。

5.5.2 爆炸性气体环境中应设置等电位联结，所有裸露的装置外部可导电部件应接入等电位系统。本质安全型设备的金属外壳可不与等电位系统连接，制造厂有特殊要求的除外。具有阴极保护的设备不应与等电位系统连接，专门为阴极保护设计的接地系统除外。

5.5.3 爆炸性环境内设备的保护接地应符合下列规定：

1. 按照现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)的有关规定，下列不需要接地的部分，在爆炸性环境内仍应进行接地：

(1)在不良导电地面处，交流额定电压为1000V以下和直流额定电压为1500V及以下的设备正常不带电的金属外壳；

(2)在干燥环境，交流额定电压为127V及以下，直流电压为110V及以下的设备正常不带电的金属外壳；

(3)安装在已接地的金属结构上的设备。

2. 在爆炸危险环境内,设备的外露可导电部分应可靠接地。

爆炸性环境1区、20区、21区内的所有设备以及爆炸性环境2区、22区内除照明灯具以外的其他设备应采用专用的接地线。该接地线若与相线敷设在同一保护管内时,应具有与相线相等的绝缘。

爆炸性环境2区、22区内的照明灯具,可利用有可靠电气连接的金属管线系统作为接地线,但不得利用输送可燃物质的管道。

3. 在爆炸危险区域不同方向,接地干线应不少于两处与接地体连接。

5.5.4 设备的接地装置与防止直接雷击的独立避雷针的接地装置应分开设置,与装设在建筑物上防止直接雷击的避霄针的接地装置可合并设置,与防雷电感应的接地装置亦可合并设置。接地电阻值应取其中最低值。

5.5.5 0区、20区场所的金属部件不宜采用阴极保护,当采用阴极保护时,应采取特殊的设计。阴极保护所要求的绝缘元件应安装在爆炸性环境之外。

1.4 劳动、安全、卫生的有关规定

1.4.1 发电站

1.4.1.1 火力发电厂

规范引用 《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》(DL 5053—2012)

5.1 建(构)筑物抗震设计

5.1.1 在抗震设防烈度为6度及以上地区建设的火电厂,其建(构)筑物必须进行抗震设计。

5.1.2 对于建造在地震基本烈度为6、7、8度和9度地区的火电厂建(构)筑物,应严格按照现行国家标准《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2011)、《构筑物抗震设计规范》(GB 50191—2012)和《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)的规定,采取有效的抗震和减害措施。建造在抗震设防烈度大于9度地区的火电厂,其建(构)筑物的抗震设计应按有关专门规定执行。

5.1.3 建(构)筑物的抗震设计,应达到当遭受高于本地区抗震设防烈度预估的罕遇地震影响时,不致倒塌或发生危及生命的严重破坏的目标。

5.1.4 选择建筑场地时,应根据工程需要,掌握地震活动情况、工程地质和地震地质的相关资料,对抗震有利、不利和危险地段作出综合评价。对不利地段应提出避开要求;当无法避开时应采取有效措旆;对危险地段,严禁建造甲、乙类的建筑,不应建造丙类的建筑。

5.1.5 建筑场地应按下列原则确定为有利、不利、危险地段。

1. 坚硬土或开阔平坦密实均匀的中硬土地段为有利地段。

2. 软弱土、液化土,条状突出的山嘴,高耸孤立的山丘,非岩质的陡坡,河岸和边坡边缘,平面分布上成因、岩性、状态明显不均匀的故河道、断层破碎带、暗埋的塘浜沟谷及半填

半挖地基为不利地段。

3. 地震时可能发生滑坡、崩塌、地陷、地裂、泥石流等及发震断裂带上可能发生地表位错的地段为危险地段。

5.2　建(构)筑物的防火设计

5.2.1　火电厂建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级,应低于现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的规定。建筑构件的燃烧性能和耐火极限应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的规定。

5.2.2　火电厂各建(构)筑物的防火设计和安全疏散应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)、《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

5.2.3　有爆炸危险的甲、乙类厂房的防爆设计,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。制氢站的设计,还应符合现行国家标准《氢站设计规范》(GB 50177—2005)的有关规定。

5.2.4　主厂房中运煤皮带层、煤仓间、汽机房油系统、控制室的电缆夹层、电缆隧道、电缆竖井、配电装置室等防火的重点,其围护结构的耐火极限、安全疏散等,应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的规定。

5.2.5　集中控制室(主控制室)、单元控制室、机炉控制室、网络控制室、化学控制室、运煤控制室、电子计算机室等人员集中的房间,其围护结构、装饰材料应满足耐火极限要求。楼梯、门等应满足紧急疏散要求。

5.3　建(构)筑物的防坠落设计

5.3.1　火电厂建(构)筑物的阳台、外廊、室内回廊、内天井、上人屋面、室外楼梯、平台及楼面开孔等临空处应设置防护栏杆,具体设计按照现行行业标准《火力发电厂建筑设计规程》(DL/T 5094—2012)及其他相关标准、规范执行。

5.3.2　对有人员停留或通过的室内外平台、台阶,当其高度超过 0.70m 并侧面临空时,应设防护栏杆及防滑等防护措施。

5.3.3　当设置直通屋面的外墙爬梯时,爬梯应有安全防护措施。

5.4　建筑物内的通道设计

5.4.1　经常有人通行的通道或路面上空,在 2m 以下不允许有妨碍通行的突出建筑构件或设备。

5.4.2　楼梯平台上部及下部过道处的净高不应小于 2m,梯段净高不宜小于 2.20m。

5.4.3　室内台阶踏步数不应少于 2 级,当高差不足 2 级时,应按坡道设计。

5.4.4　室内坡道坡度不宜大于 1∶8,室外坡道坡度不宜大于 1∶10,并应有防滑处理。

5.4.5　主厂房各个疏散口及疏散通道上应明显的疏散标志。

5.5　建筑物室内外装修的安全设计

5.5.1　在不破坏建筑物结构的安全性的基础上,室内外装修工程　应采用防火、防污染、防潮、防水和控制有害气体和射线的装修材料和辅料。并应符合国家现行标准《火力发电厂建筑设计规程》(DL/T 5094—2012)、《建筑内部装修设计防火规范》(GB 50222—1995)的规定。

5.5.2　外墙装修及外保温材料必须与主体结构及外饰面连接牢靠,并应防开裂、防水、防冻、防腐蚀、防风化和防脱落。

规范引用 《大中型火力发电厂设计规范》(GB 50660—2011)

22.1.1 火力发电厂设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的有关规定。

22.1.2 火力发电厂设计应认真贯彻"安全第一、预防为主、防治结合"的方针,新建、改建、扩建工程的劳动安全和职业卫生设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

22.1.3 在具有危险因素和职业病危害的场所应设置醒目的安全标志、安全色、警示标识。其设置应分别符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》(GB 2894—2008)、《安全色》(GB 2893—2008)和《工作场所职业病危害警示标识》(GBZ 158—2003)的有关规定。

22.1.4 火力发电厂应设置劳动安全基层监测站和安全卫生教育用室,并应配备必要的仪器设备。

22.2.1 劳动安全设计应以安全预评价报告为依据,并应符合现行行业标准《火力发电厂职业安全设计规程》(DL 5053—2012)的有关规定。

22.2.2 火力发电厂设计中应根据劳动安全的法律、法规、国家标准的有关规定对危险因素进行分析、对危险区域进行划分,并应采取相应的防护措施。

22.2.3 火力发电厂的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易燃易爆的危险场所以及地下建筑物应设计防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道。其设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)和《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的有关规定。

22.2.4 火力发电厂的安全疏散设施应有充足的照明和明显的疏散指示标志。

22.2.5 对有爆炸危险的电气设施、工艺系统及设备、厂房等应按不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。防爆设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)和《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)的有关规定。

22.2.6 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求,并应采取隔离防护和防止误操作的措施;应采取防止雷击和安全接地等措施。其设计应符合国家现行标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》(GB 50060—2008)、《建筑物防雷设计规范》(GB 50057—2010)和《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)的有关规定。

22.2.7 预防机械伤害和坠落应采取设置防护罩、安全距离、防护栏杆、防护盖板、警告报警设施等措施。预防机械伤害和坠落设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》(GB 5083—1999)和《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》(GB/T 8196—2003)等的有关规定。

22.2.8 预防厂内车辆伤害事故应采取限速、限制通行、设置警示牌等措施。

22.3.1 职业卫生设计应以职业病危害预评价报告为依据,并应符合现行行业标准《火力发电厂职业安全设计规程》(DL 5053—2012)的有关规定。

22.3.2 火力发电厂设计中应根据国家职业病防治的法律、法规,国家标准对危害因素进行分析,并应采取相应的防护措施。

22.3.3 火力发电厂的卸煤系统、贮煤系统、运煤系统、锅炉系统、除灰系统、脱硫石灰石粉制备系统等处应设置防止粉尘飞扬的设施,应根据煤(灰)尘中游离二氧化硅含量进行防排尘设计,工作场所空气中含尘浓度应符合国家现行有关工业企业设计卫生和工作场所

有害因素职业接触限值的规定。

22.3.4　火力发电厂设计中，对于加氯系统、六氟化硫高压开关室及六氟化硫高压开关检修室、脱硝系统液氨贮存区、催化剂工作区、汽轮机调速系统和旁路系统（控制油采用抗燃油时）等贮存和产生有害气体或腐蚀性介质的场所，以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，应设置相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

22.3.5　锅炉房、汽机房和运煤系统等噪声的控制应首先从声源上进行控制，对较大的噪声源应采取隔声、消声、吸声等控制措施。

防治噪声设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》（GB/T 50087—2013）等的有关规定。

22.3.6　预防振动应首先从振动源上进行控制，并应采取隔振、减振等措施。预防振动设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》（GB 50040—1996）等的有关规定。

22.3.7　火力发电厂防低温、防高温、防潮的设计应按国家现行有关规定采取措施。火力发电厂的地下卸煤沟、运煤隧道及地下转运站等应设置防潮设施。

22.3.8　对于有放射性源的生产工艺或场所应采取防电离辐射措施。其防护设计应符合现行国家标准《电离辐射防护与辐射源安全基本标准》（GB 18871—2002）的有关规定。

22.3.9　产生工频电磁场的电气设备应采取必要的防护措施。

1.4.1.2　光伏发电站

规范引用　**《光伏发电站设计规范》（GB 50797—2012）**

13.0.1　光伏发电站设计应符合国家现行的职业安全与职业病危害防治相关法律、标准及规范的规定，且应贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针。

13.0.2　光伏发电站的职业安全与职业病危害防护设施和各项措施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

13.0.3　光伏发电站站区的配电间、逆变器室、变压器室、综合楼、库房、车库、作业场所等的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道设计均应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》（GB 50016—2014）、《建筑内部装修设计防火规范》（GB 50222—1995）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB 50229—2006）等标准的规定。

13.0.4　光伏发电站防爆设计应符合国家现行标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058—2014）、《电力工程电缆设计规范》（GB 50217—2007）、《交流电气装置的接地》（DL/T 621—1997）等标准的规定。

13.0.5　电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施；应设置防直击雷设施，并采取安全接地等措施。

防电灼伤的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程》（DL/T 5352—2006）、《建筑物防雷设计规范》（GB 50057—2010）、《3～110kV 高压配电装置设计规范》（GB 50060—2008）、《交流电气装置的接地》（DL/T 621—1997）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620—1997）、《电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）》（DL 408—1991）、《电气设备安全设计导则》（GB/T 25295—2010）等标准的规定。

13.0.6　平台、走道、吊装孔等有坠落危险处，应设栏杆或盖板。

需登高检查、维修及更换光伏组件处，应设操作平台或扶梯。

防坠落伤害设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》(GB 5083—1999)等标准的规定。

13.0.7 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》(GB 50019—2003)等标准的规定。

1.4.2 变电站

《220kV～750kV 变电站设计技术规程》(DL 5218—2012)

规范引用

12.1.1 变电站的设计必须执行国家规定的有关劳动安全和职业卫生的法律、法规、标准及规定,并应贯彻执行"安全第一,预防为主"的方针。

12.1.2 劳动安全和职业卫生的设计应落实在工程设计中,各项措施应符合现行的有关标准、规范和规定。

12.2.1 变电站的生产场所和附属建筑、生活建筑和易燃、易爆的危险场所以及地下建筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道的设计,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)和《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB 50229—2006)的规定。

12.2.2 变电站的安全疏散设施应有充足的照明和明显的疏散指示标志。

12.2.3 有爆炸危险的设备及有关电气设施、工艺系统和厂房的工艺设计及土建筑计应按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆保护措施。防爆设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 00058—2014)和《中华人民共和国爆炸危险场所电气安全规程》等国家有关标准、规范的规定。

12.2.4 防电伤的设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》(GB 50057—2010)的规定,并应满足电力行业标准《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)、《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)和《电业安全工作规程(发电厂和变电所电气部分)》(DL 408—1991)的要求。电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求,还应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施。应设置防直接雷击和安全接地等措施。

10.2.5 防机械伤害和防坠落伤害的设计,应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》(GB 5083—1999)、《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》(GB 8196—2003)和《工厂安全卫生规程》及其他有关标准、规范的规定。

10.2.6 变电站设计中,对生产场所和修配场所等的机械设备应采取防机械伤害措施,所有外露部分的机械转动部件应设防护罩,机械设备应设必要的闭锁装置。

12.2.7 平台、走台(步道)、升降口、吊装孔、闸门井和坑池边等有坠落危险处,应设栏杆或盖板。需登高检查和维修设备处,应有防护设施。

12.2.8 对储存和产生有害气体或腐蚀性介质的场所,必须有相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施,并应符合现行的有关国家标准、行业标准、规范的规定。

12.2.9 SF_6高压开关室及SF_6高压开关检修室应设置机械排风设施。有关安全防护设施的设计应满足电力行业标准《电业安全工作规程(发电厂和变电所电气部分)》(DL 408—1991)、《六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护细则》(DL/T 639—1997)的要求。

12.2.10　在建筑物内部配置防毒及防化学伤害的灭火器时，应有安全防护设施。

12.3.1　变电站设计中，应对主变压器、电抗器和屋外配电装置等电气设备的电磁噪声及冷却风扇产生的空气动力噪声进行控制。对于生产过程和设备运行产生的噪声，应首先从声源上进行控制并采取隔声、消声、吸声、隔振等控制措施。噪声控制的设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》(GB/T 50087—2013)及其他有关标准、规范的规定。

12.3.2　防止振动危害．应首先从振动源上进行控制并采取隔振措施。防振动的设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》(GB 50040—1996)的规定。

12.3.3　防暑、防寒及防潮的设计，应符合现行国家标准《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1—2010)、《采暖通风与空气调节设计规范》(GB/T 50019—2003)的规定。

12.3.4　变电站的电磁防护设计，应符合现行国家标准《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)的规定。

12.3.5　变电站的微波防护设计，应符合现行国家标准《作业场所微波辐射卫生标准》(GB 10436—1989)、《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)的规定，并应满足电力行业标准《电力系统数字微波通信工程设计技术规程》(DL/T 5025—2005)的要求。

规范引用　**《35～110kV 变电所设计规范》(GB 50059—2011)**

7.0.1　变电站的生产场所、附属建筑和易燃、易爆的危险场所，以及地下建筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道的设计，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)和《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的有关规定。

7.0.2　安全疏散处应设置照明和明显的疏散指示标志。

7.0.3　变电站的电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求。还应采取隔离防护措施和防止误操作措旆；应采取防雷击和安全接地等措施。

7.0.4　变电站的防机械伤害和防坠落伤害的设计，应符合现行国家标准《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》(GB 8196—2003)的有关规定。

7.0.5　外露部分的机械转动部件应设置防护罩，机械设备应设置必要的闭锁装置，

7.0.6　平台、走道、吊装孔和坑池边等有坠落危险处，应设置栏杆，或盖板。

7.0.7　坐电站的六氟化硫开关室应设置机械排风设施。

7.0.8　在建筑物内部配置防毒及防化学伤害的灭火器时，应设置安全防护设施。

7.0.9　变电站噪声控制，应符和现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》(GB/T 50087—2013)和有关工业企业设计卫生标准的规定。

7.0.10　防振动的设计应符合现行国家相关标准和有关工业企业设计卫生标准的规定。

7.0.11　变电站的防暑。防寒及防潮的设计应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》(GB 50019—2003)和有关工业企业设计卫生标准的规定。

7.0.12　变电站的电磁影响防护设计，应符合现行国家标准《作业场所微波辐射卫生标准》(GB 10436—1989)和《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)的有关规定。

1.4.3 水利水电工程

规范引用 《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》(DL 5061—1996);

4.1.1 水利水电工程的防火设计应按现行的《水利水电工程设计防火规范》(SDJ 278—1990)执行。

4.1.2 挡水、泄水及通航建筑物的各类工作场所的火灾危险性分类及其防火措施和设施应与厂区相应部位一致。

4.1.3 对所有工作场所,设计中严禁采用明火取暖方式。

4.1.4 通航建筑物的闸室、渡槽两侧应设置消火栓。若设有专用的拖轮,应具有消防功能。垂直升船机的提升楼(塔),在靠近船厢两侧沿垂直方向应分层设置安全疏散通道。

4.1.5 油浸式主变压器及压力油、气罐应设置泄压装置。泄压面应避开运行巡视工作的部位。

4.1.6 压力容器的设计与选型,应符合现行国家标准的规定。

4.1.7 蓄电池室及油系统房间的通风系统应符合《水力发电厂厂房采暖通风与空气调节设计规程》(DL/T 5165—2002)的有关规定。

4.1.8 厂外独立的油处理室、油罐室(露天油罐)及易燃材料仓库应在直击雷保护范围内,其建筑物或设备上严禁装设避雷针,应用独立避雷针保护,并应采取防止感应雷和防静电的措施。

4.1.9 防静电设计应符合下列要求:

(1)油罐室、油处理室的油罐、油处理设备、输油管和通风设备及风管均应接地。

(2)移动式油处理设备在工作位置应设临时接地点。

(3)防静电接地装置的接地电阻,不宜大于 30Ω。

(4)防静电接地装置应与工程中的电气接地装置共用。

4.2.1 配电装置的电气安全净距应符合《3～110kV 高压配电装置设计规范》(GB 50060—2008)的规定。对于 110kV 以上配电装置应符合《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)的有关规定。当裸导体至地面的电气安全净距不满足规定时,应设防护等级不低于 IP2X 的保护网。

4.2.2 屋外开敞式电气设备,应在周围设置高度不低于 1.5m 的围栏。

4.2.3 对 35kV 及以下户内装配式的油断路器及隔离开关,在操作机构处应设防护隔板,防护隔板的宽度不宜小于 0.5m,高度不宜低于 1.9m。

4.2.4 厂(所)用干式变压器与配电柜布置在同一房间时,干式变压器应设防护围栏或防护等级不低于 IP2X 的防护外罩。

4.2.5 桥式起重机应采用封闭型安全滑线。若采用敞开式滑线,应布置在驾驶室对侧。

4.2.6 在初期发电过渡方案设计中,对人员可能触及的初期投运配电装置的带电部位应设置相应的防护围栏和安全标志。

4.2.7 电气设备的防护围栏应符合下列规定:

(1)栅状围栏的高度不应小于 1.2m,最低栏杆离地面净距不应大于 0.2m。

(2)网状围栏的高度不应小于 1.7m,网孔不应大于 40mm×40mm。

(3)所有围栏的门均应装锁,并有安全标志。

4.2.8　独立避雷针不应设在人经常通行的地方,避雷针及其冲击接地装置与道路或出入口等的距离不应小于3m,否则,应采取均压等防护措施。

4.2.9　装有避雷针和避雷线的构架上的照明灯电源线、独立避雷针和装有避雷针的照明灯塔上的照明灯电源线,均需采用直接埋入地下的带金属外皮的电缆或穿入金属管的导线,电缆外皮或金属管埋入地中长度在10m以上,然后才允许与35kV及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。严禁在装有避雷针(线)的构架物上架设通信线、广播线和低压线。

4.2.10　水利水电工程的接地设计,应符合水力发电厂接地设计有关标准的规定。

4.2.11　低压电力网严禁用大地作相线或零线。

4.2.12　对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路应设置电气联锁装置或机械联锁装置,或采取其它防护措施。

4.2.13　高压开关柜应具有以下功能:

(1)防带负荷分、合隔离开关。

(2)防误分、合断路器。

(3)防带电挂地线、合接地开关。

(4)防带地线合隔离开关和断路器。

(5)防误入带电间隔。

4.2.14　用于接零保护的零线上不允许装设熔断器和断路器。只有当断路器动作时同时切断相线才允许装设断路器。

4.2.15　在远离电源的负荷点或配电箱的进线侧,宜装设隔离电器。

4.2.16　安全电压供电电路中的电源变压器,严禁采用自耦变压器。

4.2.17　下列使用的照明器应符合以下要求:

(1)供检修用携带式作业灯,应符合《特低电压(ELV)限值》(GB/T 3805—2008)的有关规定。

(2)水轮机室、发电机风道和廊道的照明器,当安装高度低于2.4m时,如照明器的电压超过《特低电压(ELV)限值》(GB/T 3805—2008)规定值时,应设有防止触电的防护措施。

4.2.18　事故照明设计应符合水力发电厂照明设计有关标准的规定。

4.2.19　单芯电缆的金属护层、封闭母线外壳以及所有可能产生感应电压的电气设备外壳和构架上,其最大感应电压不宜大于50V,否则,应采取防护措施。

4.2.20　电气设备的外壳和钢构架在正常运行中的最高温升,运行人员经常触及的部位不应大于30K;运行人员不经常触及的部位不应大于40K;运行人员不触及部位不应大于65K,并应有明显的安全标志。

4.3　防机械伤害、防坠落伤害

4.3.1　机械设备防护安全距离,机构设备防护罩和防护屏的安全要求,以及设备安全卫生要求,应符合有关标准的规定。

4.3.2　起重机、启闭机用钢丝绳、滑轮、吊钩等应符合《起重机械安全规程　第一部分:总则》(GB 6067.1—2010)的有关规定。

4.3.3　坝顶、通航建筑物、电站进水口、尾水平台等处的门机,在大车行走时,应设行车声光报警信号。

4.3.4 机修车间机床的布置方式不应使零件或切屑物甩出伤人,机床之间以及与墙、柱之间的净距应大于0.8m,机床的朝向应有利于采光,操作人员不应受眩光影响。

4.3.5 凡坠落高度在2.0m以上的工作平台、人行通道(部位),在坠落面侧应设置固定式防护栏杆。

4.3.6 水工建筑物的闸门(门库)的门槽、集水井、吊物孔、竖井等处,应在坠落面侧设固定式防护栏杆。当固定式防护栏杆影响工作时,应在孔口上设盖板,盖板应能承受2000N/m^2均布荷载。

4.3.7 凡检修时可能形成的坠落高度在2.0m以上的孔、坑,应设置固定临时防护栏杆用的槽孔等措施。

4.3.8 桥式起重机轨道梁的门洞应设门,并应设置安全标志。沿桥机轨道设置的走道,宜设防护扶手。

4.3.9 桥机、门机轨道两端应设可靠的缓冲器。

4.3.10 需上人巡视的屋面应设置净高不小于1.05m的女儿墙或固定式防护栏杆。

4.3.11 枢纽建筑物的掺气孔、通气孔、调压井,应在其孔口设置防护栏杆或设置钢筋网孔盖板,网孔应能防止人脚坠入。

4.3.12 垂直升船机提升楼(塔)在靠近船厢两侧的安全疏散通道,应设仅能向疏散方向开启的防护栏杆。

4.3.13 活动式交通桥(通道),当其移开后形成的交通通道开口处,应设置相应的活动防护横杆或其它防护措施,并应设安全标志。

4.3.14 工程使用固定式钢直梯或固定式钢斜梯的场所,应结合水利水电工程特点,考虑电气安全距离和水力冲击等的影响,并满足劳动者的工作安全。钢直梯应设护笼,并根据高度需要和布置场所条件设置带有防护栏杆的梯间平台。钢斜梯应设带有防护栏杆的梯间平台。

4.3.15 楼梯、钢梯、平台均应采取防滑措施。

4.4 防洪、防淹

4.4.1 水利水电工程设计,经论证可设置水情自动测报系统。

4.4.2 坝区(站区)地面水应有排水设施。

4.4.3 通向厂区建筑物外部的各种孔洞、管沟、通道、电缆廊道(沟)的出口,其位置应高于厂房下游洪水位,否则,应采取防洪措施。

4.4.4 机械排水系统的水泵管道出水口高程低于下游洪水位时,必须在排水管道上装设逆止阀。

4.4.5 厂房机组检修排水系统设计,应有防止水淹厂房的措施。

4.4.6 防洪、防淹设施应有二个独立电源供电,对特别重要且无法以手动方式开启闸门的泄洪设施,经论证可设第三个电源。任一电源均应能满足工作负荷的要求。

5 工业卫生

5.1 防噪声及防振动

5.1.1 水利水电工程各类工作场所的噪声宜符合表1-39所列噪声A声级限制值的要求。

表 1-39　水利水电工程各类工作场所的噪声限制值(A 声级)

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="3">场所类别</th><th>噪声限制值/dB</th></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="3">夜班人员休息室(室内背景噪声级)</td><td>55</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">集中控制室和主要办公场所(室内背景噪声级)</td><td rowspan="2">(1)中央控制室,开关站集控室,通信值班室,计算机房
(2)船闸,升船机、泄水闸、冲沙闸集控室
(3)生产管理楼内办公室、会议室、试验室</td><td>在机组段外</td><td>60</td></tr>
<tr><td>在机组段内</td><td>70</td></tr>
<tr><td>3</td><td>一般控制室和附属房间(室内背景噪声级)</td><td colspan="2">(1)机组控制室、空调控制室、深孔、底孔控制室
(2)配电柜室,继电保护屏室,直流柜室,通信设备室
(3)电气试验室、电气检修室
(4)修配厂所属办公室,试验室,会议室</td><td>70</td></tr>
<tr><td>4</td><td>作业场所和生产设备房间</td><td colspan="2">(1)发电机(泵站机组)层,水轮机层,蜗壳层
(2)空压机室,风机室,水泵房,空调制冷设备室
(3)变压器室,电抗器室,励磁盘室
(4)机修间,油处理室,修配厂车间
(5)启闭机室,充泄水阀门室</td><td>85(每天连续接触噪声 8h)</td></tr>
</table>

注:①未列入的场所可参考相类似的场所取噪声限制值。

②对于工作人员每天接触噪声不足 8h 的场所,可根据实际接触噪声的时间,按接触时间减半,噪声限制值增加 3dB 的原则,确定其噪声限制值,但最大值不超过 115dB。

③本表所列的室内背景噪声级,系在室内无声源发声的条件下,从室外经由墙、门、窗(门窗启闭状况为常规状况)传入室内的室内平均噪声级。

5.1.2　工作场所的噪声测量应符合《工业企业噪声测量规范》(GBJ 122—1988)的有关规定;设备本身的噪声测量应符合相应设备有关标准的规定。

5.1.3　工程设计,应选用噪声和振动水平符合国家现行有关标准的设备,必要时,应对设备提出允许的限制值,或采取相应防护措施。

5.1.4　工程设计应充分利用地形、声源指向性、绿化等因素合理布置有关设备和建筑物(房间),必要时应采取隔声、吸声、消声、隔振、减振、阻尼等综合防护措施。

5.1.5　水轮发电机组的盖板、进人门、引出线洞隔板均宜有减振、隔声措施。水车室与外界宜设有隔声措施。

5.1.6　自备柴油发电机组、空压机、高压风机应布置在单独房间内,必要时应设有减振、消声设施。

5.1.7　励磁盘中冷却风扇应选用低噪音风机。

5.1.8　控制室、计算机室、通信值班室和主要办公场所的室内空调装置应采取消声、减振措施。

5.1.9　中央控制室如设置在机组段的尾水平台上,应采取隔振、减振、阻尼措施。

5.1.10　发电机层、柴油发电机房、空压机室、高压风机室等场所,当需设置运行值班室时,应为隔声值班室。

5.1.11　噪声水平超过 85dB,而运行中只需短时巡视的局部场所,运行巡视人员可使

用临时隔声的防护用具。

5.1.12 瞬间噪声超过115dB的设备，布置时宜避免对重要场所值班人员的影响。

5.2 温度与湿度控制

5.2.1 水利水电工程各类工作场所的夏季、冬季室内空气参数应符合《水力发电厂厂房采暖通风和空气调节设计规程》(DL/T 5165—2002)的有关规定。

5.2.2 水力发电厂厂房的水轮机层、蜗壳层、主阀室等水下部位，应采用以排湿为主的通风方式。

对于地下式厂房、坝内式厂房以及封闭式厂房，可视工程地质、水文地质条件和工程布置情况，采取防渗、防潮措施。

5.2.3 地下厂房、封闭式厂房和采用空气调节的值班场所，当每个工作人员所占容积小于$20m^3$时，每人每小时补充的新风量应大于$30m^3$；当每个工作人员所占容积为20～$40m^3$，每人每小时补充的新风量应大于$20m^3$。当每个工作人员所占容积大于$40m^3$时，允许由门窗渗入的空气来换气。

5.3 采光与照明

5.3.1 采光设计应充分利用天然采光，应以天然采光为主，人工照明为辅。

5.3.2 工作场所室内天然采光照度宜符合表1-40的规定。

表1-40 工作场所室内天然采光照度最低值

工作场所名称	室内天然采光照度最低值/lx
(1)中央控制室，船闸调度值班室，集控室 (2)计算机室	150
(1)一般控制室，空调控制室 (2)主机室 (3)机修间，修配室 (4)办公室、会议室	100
配电装置室、全封闭组合电器室、母线室、变压器室	50
空压机室、风机房，水泵房	25

注：未列出的场所可按相类似的场所取值。

5.3.3 人工照明应创造良好的视觉作业环境，各类工作场所最低照度标准应符合水力发电厂照明设计有关标准的规定。

5.3.4 进厂交通隧洞入口应设置过渡段照明，其要求应符合水力发电厂照明设计有关标准的规定。

5.4 防尘、防污、防腐蚀、防毒

5.4.1 水轮发电机的机械制动装置，宜采取防止尘埃扩散的措施。

5.4.2 屋内配电装置室地面应采用坚硬的、不起尘埃的材料。

5.4.3 机械通风系统的进风口位置，宜设置在屋外空气比较洁净的地方，并应设在排风口的上风侧。尘埃、风沙严重地区的通风系统的进风口宜设置过滤器。

5.4.4 风沙严重地区的门窗应作密封处理。

5.4.5 变压器事故油坑及透平油、绝缘油罐的挡油槛内的油水，需经油水分离后，方可排入地面水体。

5.4.6 蓄电池室、酸室排出的废水应经处理至pH值在6.5～8.5后，才允许排入地面

水体。

5.4.7 铅酸蓄电池室、储酸室等有腐蚀物质的房间，其设计应符合《工业建筑防腐蚀设计规范》(GB 50046—2008)的有关规定，其通风管路应采用防腐材料。

5.4.8 设备支撑构件、水管、气管、油管和风管应根据不同的环境采取经济合理的防腐蚀措施。除锈、涂漆、镀锌、喷塑等防腐处理工艺应符合国家现行的有关标准的规定。

5.4.9 SF_6全封闭组合电器室及检修室，其室内空气中SF_6气体含量不应超过$6g/m^3$。室内必须装设机械通风，通风管道吸风口的顶部距室内地面不应大于0.3m，室内空气不允许再循环，且不应排至其他房间内。室内地面孔、洞应采取封堵措施。

5.4.10 储存CO_2、卤化物灭火材料的房间应采用机械通风方式。

5.4.11 易发生火灾的部位应设置事故排烟设施。

5.5 防电磁辐射

5.5.1 330kV及以上的配电装置内设备围栏外的静电感应场强(离地1.5m空间场强)，不宜超过10kV/m，少部分地区可允许达到15kV/m，配电装置围墙外侧处(非出线方向，围墙外为居民区时)的静电感应场强不宜大于5kV/m。

5.5.2 330kV及以上的架空进、出线跨越门机运行区段时，门机上层通道的静电感应场强不应超过15kV/m。

5.5.3 在接触微波(频率为300MHz～300GHz的电磁波)辐射的工作场所，对作业人员的辐射防护要求应符合《作业场所微波辐射卫生标准》(GB 10436—1989)的有关规定。

6.1.1 工程设计中应按照实际需要和使用方便的原则设置辅助用室。

6.1.2 辅助用室应根据枢纽总体布置和运行管理的需要统一考虑。辅助用室的位置应避免有害物质、病原体等有害因素的影响，室内应有良好的通风、采暖和排水设施，并易于清扫，设置的卫生设备应便于使用。

6.1.3 在工程主体建筑物内的主要检修场所附近宜设置适当的热水淋浴室。

6.1.4 工程中可不设置专用存衣室，存衣室可与休息室合并设置，或在值班室和其它适当地方存放工作服。

6.1.5 在工程主体建筑物的工作场所附近，应设置一定数量的盥洗室(水龙头)，当条件许可时，应考虑一定数量的热水龙头。盥洗室(水龙头)的设置位置应结合休息室、淋浴室、厕所等统一考虑。

6.1.6 在工程主体建筑物的工作场所附近，应根据工作特点和实际需要设置休息室。休息室可兼作学习、进餐等之用。当兼作进餐之用时，应设有洗手、洗碗、热饭等设备，并应考虑生活垃圾的存放和清扫方便。

6.1.7 厕所的设置应根据工程枢纽总体布置统一考虑。在电厂(泵站)厂房应根据运行人员的数量合理设置。所有厕所污水，必须经过处理后才允许排入地面水体。

6.1.8 妇幼卫生用室和医疗卫生用室既要符合《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1—2010)，还要结合工程具体情况综合考虑。

6.2 安全卫生管理机构及配置

6.2.1 水利水电工程应根据规模大小及职工人数设置安全卫生管理机构。其人员按职工总人数每千人2～5人配置。

6.2.2 安全卫生机构应根据工程特点配置声级计、温度计、照度计、振动测量仪、电磁场测量仪、微波漏能测量仪等监测仪器设备和必要的安全宣传设备。

1.4.4 架空输电线路

规范引用 《110kV～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

15.0.1 输电线路工程应满足国家规定的有关防火、防爆、防尘、防毒及劳动安全与卫生等的要求。

15.0.2 高杆塔宜采取高空作业工作人员的防坠安全保护措施。

15.0.3 输电线路在施工时,针对由邻近输电线路产生的电磁感应电压应落实好劳动安全措施。

15.0.4 输电线路建成运行后对平行和交叉的其他电压等级的输电线路、通信线等存在感应电压,邻近线路在运行和维修时应做好安全措施。

2 环境保护与节能

2.1 电力工程对环境的影响及防治措施

2.1.1 电力工程对环境的影响

2.1.1.1 火电厂

火电厂对环境的影响见表 2-1。

表 2-1 火电厂对环境的影响

项目	内 容
大气污染	火电厂的燃料在燃烧过程中排放出的氧化硫(SO_x)、氧化氮(NO_x)、氧化碳(CO、CO_2)、粉尘以及燃烧后残存的灰渣,都将对大气造成污染
水污染	冲灰渣用的排水,化学水处理的含酸、含碱废水,含油污水,锅炉酸洗废水,煤场雨水排水,生活污水,以及凝汽器排出的温排水、当温排水的水温和流量增大到一定限度时,将会造成热污染
噪声污染	锅炉排汽的高频噪声,磨煤机、风机、泵、汽轮发电机组等回转机械运行时的空气动力噪声和机械振动噪声,各种管道中的汽、水、风流动噪声,电工设备的低频电磁噪声,以及施工作业噪声
粉煤灰渣污染	燃煤电厂排出的灰渣,若排入江河湖海,会污染水体,污染大气环境

2.1.1.2 水电站

(1)对地区气候的影响:水库的面积和库容越大,对周围地区气候的影响也越大。由于水体对太阳辐射热的吸收和释放,将使周围地区的气候发生以下变化:

①气温变化幅度减小;

①水库周围相对湿度增大;

①库区雨量减少,库周雨量增加;

①风速明显增大。

(2)对水文情势的影响:由于水库的调节作用,引起了河道径流变化,枯水期流量增加,中水期延长,洪峰被削减。若为调峰电站,还会影响下游的生产、生活供水、航运、养殖等。

(3)对水质的影响:

①形成水库后流速减慢,水流自净能力降低;

②库底富集有害物质,可能危害人类;

③水中含氮、磷等物质较多时,有富营养化的威胁;

④库周围工矿集中时,易形成污染带;

⑤悬浮物沉淀,可改善水质。

(4)对泥沙的影响:建成水库后,改变了天然水体中泥沙的输移、冲刷、沉淀、运动状态。水流速度减慢,泥沙在库中沉积,使库区水位抬高,增加土地淹没;水中挟带的天然肥料和饵料减少,对下游农作物和水生物生长有影响。但可减少下游河道的泥沙淤积。

(5)对地质的影响:水库蓄水后,会引起库区内及其附近地区原有地震活动性发生变化,可能诱发地震。库岸因浸水、脱水而失稳,造成塌岸、滑坡,并可能引起涌浪,危及大坝安全。

(6)对动植物的影响:由于改变了原有水生生物的生态环境,会引启动植物的种群变化;大坝阻隔回游性鱼类;库底水温低、缺氧,发电后的水会影响下游复氧前的河段养殖;水流过消能建筑物形成氮过饱和时也会影响下游一定河段的养殖;因修建水库而减少林地,影响陆生动物栖息环境。

2.1.1.3 输电线路

(1)电磁感应的影响:输电线路的工频电磁场和电晕放电引起的高频电磁场,当其强度超过一定限度、作用时间足够长时,就可能危及人体健康,轻则头痛、疲倦,重则中枢神经系统功能障碍。这种电磁场,还会对电视、通信设备和其他电子设备产生干扰。

(2)静电感应的影响:输电线路下方或附近,存在对地绝缘的导电物体时,输电线路将通过该物体的耦合电容,在该物体上感应出电压,如将该物体接地,则有持续的工频电流流入大地,这种静电感应的直接后果是可能导致电击。如在电场中处于地电位的人接触对地绝缘的导体或对地绝缘的人接触接地的导体时,都可能遭到电击。

(3)噪声:输电线路和变电设备运行时因电晕放电而产生噪声,并随电压的提高而增大,所产生的噪声有两类,一是无规则的宽频噪声,二是交流声。

2.1.2 电力工程防治措施

2.1.2.1 变电站

规范引用 《35~220kV城市地下变电站设计规定》(DL/T 5216—2005)

9.1 电磁辐射及防治

9.1.1 地下变电站电磁辐射对周围环境的影响应符合《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)的规定和要求。

9.1.2 地下变电站宜优先选用电磁辐射水平低的电气设备,如有必要可采取屏蔽措施,降低电磁辐射的影响。

9.2 噪声控制

9.2.1 地下变电站噪声对周围环境的影响应符合《声环境质量标准》(GB 3096—2008)的规定和要求。其取值不应高于表2-2所规定的数值。

表2-2 各类区域噪声标准值 Leq[dB(A)]

类别	昼间	夜间
0	50	40

续表

类别	昼间	夜间
Ⅰ	55	45
Ⅱ	60	50
Ⅲ	65	55
Ⅳ	70	55

注：①各类标准适用范围由地方政府划定。

②0 类标准适用于疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域。

③Ⅰ类标准适用于以居住、文教机关为主的区域。

④Ⅱ类标准适用于居住、商业、工业混杂区及商业中心。

⑤Ⅲ类标准适用于工业区。

⑥Ⅳ类标准适用于交通干线道路两侧区域。

9.2.2　地下变电站噪声应从声源上进行控制，宜选用低噪声设备。

《35～110kV 变电所设计规范》(GB 50059—2011)

规范引用

16.0.1　变电站及进出线的电磁场对环境的影响，应符合现行国家标准《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)和《高压变流架空送电线 无线电干扰限值》(GB 15707—1995)等的有关规定。

6.0.2　变电站噪声对周围环境的影响，应符合现行国家标准《工厂企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348—2008)和《声环境质量标准》(GB 3096—2008)的有关规定。

6.0.3　变电站噪声应首先从声源上进行控制，宜采用低噪声设备。

6.0.4　变电站对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)的有关规定。

6.0.5　变电站的生活污水，应处理达标后复用或排放。位于城市的变电站，生活污水应排入城市污水系统，并满足相应排放水质要求。

6.0.6　变电站的选址、设计和建设等各阶段，应符合水土保持的要求，可能产生水土流失时，应采取防止人为水土流失的措施。

《220～750kV 变电站设计技术规程》(DL 5218—2012)

规范引用

11.1.1　变电站的站址选择，应符合国家环境保护、水土保持和生态环境保护的有关法律法规的要求。

11.1.2　变电站的设计中应对废水、噪声、电磁辐射等污染因子采取必要的防治措施，减少其对周围环境的影响。

11.2.1　变电站及进出线的电磁辐射对环境的影响，应符合现行国家标准《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)和《高压变流架空送电线 无线电干扰限值》(GB 15707—1995)的规定，并应满足《环境影响评价技术导则 输变电工程》(HJ 24—2014)要求。

11.2.2　在变电站的设计中应选用电磁辐射水平低的设备。

11.2.3　变电站进出线应选择避开居民密集区，主变压器及高压配电装置宜布置在远离居民侧。变电站附近高压危险区域设置相应警告牌。

11.3.1　变电站噪声对周围环境的影响应符合现行国家标准《工厂企业厂界环境噪声

排放标准》(GB 12348—2008)和《声环境质量标准》(GB 3096—2008)的规定。

11.3.2 变电站噪声首先应从声源上进行控制,选用低噪声设备。

对于声源上无法根治的生产噪声应采取有效的噪声控制措施。

11.3.3 应在变电站的总平面布置中利用建筑物的隔声、消声、吸声等作用,以降低变电站噪声对环境的影响。

11.4.1 变电站的废水、污水应分类收集、输送和处理;对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)的规定。向水体排水需符合受纳水体的水域功能及纳污能力条件的要求,防止排水污染受纳水体。

11.4.2 变电站的生活污水,应处理达标后复用或排放。位于城市的变电站,生活污水可排入城市污水系统,其水质应符合《污水排入城镇下水道水质标准》(CJ 343—2010)的要求。

11.4.3 变电站内应设置事故油坑和总事故储油池以接受变电站突发事故时,变压器、电抗器等设备的漏油和可能产牛的油污水。事故贮油油坑、事故油池的容积须能保证事故时废油和含油废水不污染环境。

11.5.1 变电站的选址、设计和建设各阶段应解决水土保持问题,对可能产生水土流失的,必须采取防治水土流失的措施。

11.5.2 变电站的水土保持应结合工程设计采取临时弃土的防护、挡土墙、护坡设计及风沙区的防沙同沙等工程措施。

11.5.3 变电站的选站和建设应符合国家《全国生态环境保护纲要》的有关要求。

2.1.2.2 发电站

规范引用 **《光伏发电站设计规范》(GB 50797—2012)**

12.1.1 光伏发电站的环境保护和水土保持设计应贯彻执行国家和所在省(市)颁布的环境保护和水土保持法律、法规、标准、行政规章及环境保护规划。

12.1.2 光伏发电站的环境保护设计应贯彻国家产业政策和发展循环经济及节能减排的要求,采用清洁生产工艺,对产生的各项污染物及生态环境影响应采取防治措施。

12.1.3 光伏发电站应根据国家和地方环境保护行政主管部门的要求进行环境影响评价。

12.1.4 光伏发电站的环境保护设计方案应以批复的环境影响报告书(表)为依据。

12.1.5 各污染物的处理应选用资源利用率高、污染物排放量少的设备和工艺,对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

12.2.1 光伏发电站生活污水应集中处理,有条件的应集中排入站址所在地区的污水处理系统统一处理;没有条件的应在站内收集处理。可外排的,应满足排放标准的要求。

12.2.2 光伏发电站污水排放口的设置应满足地方环境保护标准的要求。

12.2.3 光伏发电站噪声防治设计应符合现行国家标准《工厂企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348—2008)的规定。对逆变器及其他输变电设施产生的噪声应从声源上进行控制,并可采用隔声、消声、吸声等控制措施。噪声控制的设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》(GB/T 50087—2013)的规定。

12.3.1 光伏发电站水土保持设计应符合当地水土流失防治目标的要求。

12.3.2 光伏发电站所在地为山区、丘陵等水土易流失区域时，应按国家相关规定编制水土保护方案，并取得相关的批复文件。

12.3.3 施工结束后，除基础和道路外，其他地方宜恢复原有植被。对施工过程中形成的控制地貌应进行整治。

12.3.4 站内生活区可绿化部位宜进行绿化。

规范引用 《大中型火力发电厂设计规范》(GB 50660—2011)

21.1.1 火力发电厂的环境保护设计应贯彻国家产业政策和发展循环经济及节能减排的要求，应采用清洁生产工艺，对产生的各项污染物及生态环境影响应采取防治措施。

21.1.2 火力发电厂的环境保护设计方案应以批准的建设项目环境影响报告书或者环境影响报告表为依据。

21.1.3 火力发电厂的水土保持设计方案应以批准的水土保持方案为依据。

21.1.4 各项污染物的处理应选用资源利用率高、污染物排放量少的设备和工艺，对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

21.1.5 火力发电厂的环境保护标志应符合现行国家标准《环境保护图形标志排放口(源)》(GB 15562.1—1995)的有关规定。

21.2.1 火力发电厂的烟气排放应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)、地方的有关排放标准及污染物排。放总量控制的有关规定。煤场、灰场等产生的粉尘浓度应符合现行国家标准《大气污染物综合排放标准》(GB 16297—1996)的有关规定。

21.2.2 新扩建火力发电厂宜同步建设烟气脱硫设施。二氧化硫的排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)的有关规定，排放总量应符合总量控制的要求。

21.2.3 燃煤锅炉应装设高效除尘器，烟尘排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)的有关规定。

21.2.4 氮氧化物的排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)的有关规定。

21.2.5 烟囱高度和形式应根据气象参数、污染物落地浓度、附近机场净空要求等因素确定。火力发电厂的烟囱高度宜高于厂区内邻近最高建筑物高度的两倍当低于两倍时，在预测污染物落地浓度时应包括建筑物尾流影响，必要时，可通过相应的风洞试验确定建筑物尾流影响。

21.2.6 排烟冷却塔的高度、出口内径、机组与排烟冷却塔配置关系应根据气象参数、污染物落地浓度等因素确定。

21.2.7 火力发电厂的储煤场应采取防治扬尘污染措施。位于湿润、低风速地区的火力发电厂煤场可采用喷洒等措施；位于大风干燥地区或环境要求敏感地区的火力发电厂煤场，可采用防风抑尘网或封闭式煤场等措施防治煤场扬尘污染。

21.2.8 灰渣和脱硫石膏应分区堆放。对于干灰场，应采用干灰加湿和在灰场分区分块碾压堆放的原则；对于湿灰场，应采取使灰面保持湿润的措施；对于灰场还应采取绿化等措施；灰场和脱硫石膏堆场堆满后应覆土碾压。

21.3.1 设计中应优化水量平衡，应采用资源利用率高、污染物排放量少的清洁生产工

艺,并应减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度;

21.3.2 各生产作业场所排出的各种废水和污水,应按清、污分流和一水多用的原则分类收集、处理和回用。

21.3.3 排水的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)等的有关规定。不符合排放标准的废污水不得排入自然水体或任意处置。

21.3.4 火力发电厂厂区废水应经处理达标后集中对外排放。

21.3.5 火力发电厂宜选用干贮灰、渣方案。如采用水力贮灰方式,灰场灰水宜回收复用。渣水应循环复用。

21.3.6 脱硫废水应经单独处理达到回用标准后回收利用。对于有水力除灰系统的火力发电厂宜用于冲灰,对于采用干除灰系统的火力发电厂可用于干灰调湿、灰场喷洒,不应对外排放。

21.3.7 采用地表水源和海水的直流或混流供水系统的火力发电厂,应采取防止温排水对受纳水域影响区内的主要水生物造成有害影响的措施。对于具有温排水利用条件的火力发电厂,设计中应为综合利用温排水创造条件。

21.4.1 除灰渣系统和石膏脱水系统设计应为综合利用创造条件。

21.4.2 灰渣和脱硫石膏严禁排入江、河、湖、海等水域。

21.4.3 灰场和石膏堆放场应根据贮存方式和当地水文地质条件,合理确定防渗措施,宜符合现行国家标准《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599—2001)的有关规定。

21.4.4 灰场与居民集中区的距离宜符合现行国家标准《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599—2001)的有关规定。

21.4.5 灰渣和石膏输送路径应避免穿越居民集中区,并应对输送车辆采取封闭措施。

21.4.6 火力发电厂的灰渣和石膏综合利用的数量和途径应根据灰渣和石膏综合利用市场调研结果等因素合理确定。

21.5.1 火力发电厂的噪声对周围环境的影响应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348—2008)和《声环境质量标准》(GB 3096—2008)的有关规定,施工期噪声应符合现行国家标准《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523—2011)的有关规定。

21.5.2 火力发电厂的噪声应首先从声源上进行控制,应要求设备供应商提供符台国家噪声标准要求的设备。对于声源上无法控制的生产噪声应采取噪声控制措施。

21.5.3 火力发电厂的噪声控制宜采取优化总平面布置设计、合理绿化等措施。

21.5.4 火力发电厂的噪声控制宜采取优化厂房围护结构设计、采用隔声效果好的围护材料和门窗等措施。

21.5.5 对于直接空冷火力发电厂宜选用低噪音风机,挡风墙内应加装隔音板等措施。

21.5.6 当湿式冷却塔噪声影响范围内有敏感目标时,冷却塔应采取通风消声器、隔声屏障等噪声治理措施。

21.5.7 对于噪声敏感建筑物处噪声达标的非敏感地区的火力发电厂,在符合当地规划要求以及采取噪声控制措施基础上,可在厂界外设置噪声卫生防护距离。

21.6.1 火力发电厂应设置环境监测站,并应符合现行行业标准《火电厂环境监测技术规范》(DL/T 414—2012)的有关规定。

21.6.2　火力发电厂应安装烟气连续监测系统。监测项目和方法等应符合现行行业标准《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》(HJ/T 75—2007)的有关规定。

21.6.3　火力发电厂烟气连续监测系统排放监测点宜设置在烟囱或每台炉脱硫后净烟气的烟道上。

21.6.4　火力发电厂(含湿灰场)废水外排口应装设水量水质监测装置,并虑设置专门标志。当火力发电厂废水与循环水排入同一受纳水体时,在征得地方环境保护管理部门同意后,可合并对外排放,但应在合并前装设水量水质监测装置。

21.7.1　火力发电厂水土保持设计应符合现行国家标准《开发建设项目水土保持技术规范》(GB 50433—2008)的有关规定。火力发电厂水土流失防治应符合现行国家标准开发建设项目水土保持技术规范》(GB 50433—2008)的有关规定。

21.7.2　火力发电厂应编制水土保持监测设计与实施计划,并应符合现行行业标准《水土保持监测技术规程》(SL 277—2002)的有关规定。

2.1.2.3　水利水电工程高压配电装置

《水利水电工程高压配电装置设计规范》(SL 311—2004)

规范引用

8.0.1　配电装置及进出线电磁辐射对环境的影响应符合《电磁环境控制限值》(GB 8702—2014)及《高压交流架空送电线 无线电干扰限值》(GB 15707—1995)的要求。

8.0.2　根据水利水电工程所处的地理位置,配电装置的噪声对周边环境影响应符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348—2008)或《声环境质量标准》(GB 3096—2008)的要求。

8.0.3　330kV及以上的配电装置内设备遮栏外的静电感应场强水平(离地1500mm空间场强)宜不超过10kV/m,少部分地区可允许达到15kV/m。

配电装置围墙外侧处(非出线方向,围墙外为居民区时)的静电感应场强水平(离地1500mm空间场强)宜不大于5kV/m。

8.0.4　屋外配电装置绿化应与周边环境相协调,防止水土流失,但应严防绿化影响电气设备安全运行。为防止油泄漏污染,应设置事故储油池,对油污进行处理回收。应对污水进行净化处理后排放。

8.0.5　选在山区的配电装置不宜过多破坏山体自然地貌。

2.1.2.4　输电线路

《110～750kV架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

规范引用

14.0.1　输电线路设计,应符合国家环境保护、水土保持和生态环境保护的有关法律法规的要求。

14.0.2　输电线路的设计中应对电磁干扰、噪声等污染因子采取必要的防治措施,减少其对周围环境的影响。

14.0.3　输电线路无线电干扰值、可听噪声限值和房屋附近未畸变电场值应符合《110～750kV架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)第5.0.4条、第5.0.5条及第13.0.5条的规定。

14.0.4　对沿线相关的弱电线路和无线电设施应进行通信保护设计并采取相应的处理

措施。

14.0.5 山区线路应采用全方位长短腿与不等高基础配合使用。

14.0.6 输电线路经过经济作物或林区时,宜采取跨越设计。

2.2 电力工程的节能措施

2.2.1 发电节能措施

2.2.1.1 发电结构调整

(1)积极发展水电(包括抽水蓄能电站)减少化石能源使用和消耗。

(2)优化火电结构,提高火电效率。

①淘汰小火电机组。

②优先发展清洁、高效的大型火电机组。

③积极推进洁净煤燃烧发电(CFBC、PFBC、IGCC)。

④实行输煤与输电并举,促进大范围资源优化配置。

⑤适时适量规划建设天然气电站,减小燃煤消耗。

⑥发展热电联产、联供(热电冷),提高热能综合利用率。

(3)发展核电,减少化石能源使用和消耗。

(4)发展新能源及可再生能源发电,减少化石能源使用。

2.2.1.2 余热利用发电

(1)余热利用发电。

(2)余压利用发电。

(3)煤矸石和油页岩发电。

(4)垃圾发电。

2.2.1.3 火电设备技术改造和经济运行

(1)对国产超高压三排汽 200MW 汽轮机(3F－200MW)、国产(早期生产)300MW 汽轮机通流部分、热力系统、调速系统等改造。

(2)国产 200/300MW 机组锅炉设备改造。

(3)国产 200/300MW 机组发电机的增容技术改造。

(4)热控自动化微机分散控制系统(DCS)改造和机组运行优化指导。

(5)泵与风机技术改造。

(6)火电厂节水节电技术改造。

(7)火电厂内机组运行经济调度。

(8)水电厂技术改造和经济运行。

2.2.2 电网节能

2.2.2.1 降低发电损耗

(1)根据系统负荷变化,依顺序优化组合,经济调度系统内水电厂、抽水蓄能电站、火电

厂和核电厂的有功出力，降低发电损耗。

（2）根据负荷曲线，经济调度使发电设备高效率运行。

（3）由于电力需方和输变电系统无功调整，使发电机无功减少，从而使发电机高功率因数运行，以此降低发电机、输变电设备的损耗。

2.2.2.2 降低厂用电

（1）选用高效率厂用电设备。

（2）厂用设备的经济运行。

2.2.2.3 降低变压器损耗

（1）采用高效节能变压器，淘汰高损耗变压器。

（2）变压器的经济运行，合理分配变压器中、低侧负荷，减少损耗。

（3）即时调整、合理分配变压器负荷（多台），使变压器高负荷率运行。

（4）优化配置和调整无功补偿装置，使变压器高功率因数运行。

（5）冷却辅机的自动运行。

2.2.2.4 降低输配电线路的损耗

（1）优化选择变电站的位置，缩短供电半径，减少迂回送电。

（2）采用高电压输配电。

（3）全国各大区域电网联网。

（4）多回路输配电及环形供电。

（5）合理选择导线的种类、截面和分裂导线。

（6）优化配置和调整无功补偿装置，使线路高功率因数运行。

（7）利用电力需方负荷均衡及系统即时调整，提高线路负荷率运行。

2.2.2.5 电力系统经济运行及调度自动化降损

（1）各发电厂（水电厂、抽水蓄能、火电及核电）间负荷（峰荷、腰荷、基荷）经济调度和调频。

（2）各级调度、变电站的自动化。

（3）无功和电压调整。

（4）处理系统异常故障和事故，确保系统安全稳定运行。

2.2.2.6 电力系统分散电源的应用降损

（1）分布式电源（数千瓦到50MW小型模块式电源），节省输变电投资，降低线路损耗和提高供电可靠性。

（2）用户自备电站，降低最大负荷，节约电力设备投资；电力就地供给，降低线路损耗；削峰填谷，负荷均衡化；无功就地补偿，提高系统功率因数；作为系统分散电源，提高供电可靠性和降损节能。

2.2.2.7 实施需求侧管理

（1）降低最大电力需求，推广高效节能电气设备（高效节能变压器、变频调速电动机、高效调速泵与风机、节能灯）。

（2）推行削减峰荷、移峰填谷、负荷均衡化、提高负荷率技术。

（3）推行用电设备高效率经济运行技术。

(4)推行无功补偿技术,提高功率因数。

(5)推行清洁能源替代技术(电锅炉、燃气锅炉、电炊具)节煤。

(6)推行选择性供电合同及分时(峰、谷)电价、季节(丰、枯)电价,激励电力用户移峰填谷,提高负荷率。

2.3 电力工程节能型产品的选用方法

2.3.1 低损耗电力变压器的选用

(1)变压器的回收年限计算公式如下。

①旧变压器使用年限已到期,即折旧费已完,没有剩值,其回收年限计算公式为:

$$T_{\mathrm{B}}=\frac{Z_n-G_j-Z_{\mathrm{c}}}{G_{\mathrm{d}}}$$

式中:T_{B}——变压器回收年限(年);

Z_n——新变压器的购价(元);

G_j——旧变压器,残存价值,可取原购价的10%;

Z_{c}——变压器更换后减少电容器的总投资(元);

G_{d}——每年节约电费(元)。

②在①的情况下,变压器需大修时,其回收年限公式为:

$$T_{\mathrm{B}}=\frac{Z_n-G_{J\mathrm{D}}-G_j-Z_{\mathrm{c}}}{G_{\mathrm{d}}}$$

式中:$G_{J\mathrm{D}}$——旧变压器大修费(元)。

③旧变压器还不到使用期,即还有剩值,其回收年限的计算公式为:

$$T_{\mathrm{B}}=\frac{Z_n+W_j-G_j-Z_{\mathrm{c}}}{G_{\mathrm{d}}}$$

式中:W_j——旧变压器的剩值(元)。

$$W_j=Z_J-Z_JC_nT_Y\times10^{-2}$$

式中:Z_J——旧变压器的投资(元);

C_n——折旧率(%);

T_{Y}——运行年限(年)。

④在③的情况下,变压器需大修时,其回收年限的计算公式为:

$$T_{\mathrm{B}}=\frac{Z_n+W_j-G_{J\mathrm{D}}-G_j-Z_{\mathrm{c}}}{G_{\mathrm{d}}}$$

(2)关于更换变压器的回收年限,一般考虑,当计算的回收年限小于5年时,变压器应立即更新为宜。

(3)当计算的回收年限大于10年时,不应当考虑更新,当计算的回收年限为5~10年时,应酌情考虑,并以大修时更新为宜。

2.3.2 高效率电动机的选用

(1)采用高效电动机每年节约的电费计算公式为:

$$G_d = \frac{J_d P t}{\eta_M}\left(\frac{1}{\eta_{M1}} - \frac{1}{\eta_{M2}}\right)$$

式中：J_d——电价(元/kWh)；

P——机械的轴功率(kW)；

t——年运行时间(h)；

η_M——机械传动装置的效率；

η_{M1}——低效电动机的效率；

η_{M2}——高效电动机的效率。

(2)在设计和技术改造中，应选用 Y、YZ、YZR 等新系列电动机，以节省电能。

(3)普通高效电机价格比一般电机高 20%～30%，采用时要考虑资金回收期，即在短期内靠节电费收回多花的费用，一般符合下列条件时可选用普通高效电机：

①负载率在 0.6 以上；

②每年连续运行时间在 3000h 以上；

③电机运行时无频繁启、制动(最好是轻载启动，如风机、水泵类负载)；

④单机容量较大。

2.3.3 交流调速装置的选用

1. 调速方式

(1)变频调速

根据交流电动机转速表达式：

$$n_0 = 60f/p$$

$$n = \frac{60f}{p}(1-s)$$

$$s = F(U, R_1, X_1, R_2, X_2)$$

式中：n_0——同步电动机转数；

n——异步电动机转数；

f——电源频率；

p——定子绕组极对数；

s——异步电动机转差率；

U——电源电压；

R_1——定子绕组电阻；

X_1——定子绕组电抗；

R_2——转子绕组电阻；

X_2——转子绕组电抗。

通过变频装置将电网 50Hz 的固定频率转换为可调频率，即可实现交流电动机无级调速。为使电动机变频时磁通保持一致，则：

$$\Phi = \frac{U}{4.44 f K_1 N_1}$$

式中：Φ——定子磁通；

K_1——定子绕组系数；

N_1——定子绕组匝数。

必须保证(定子输入)U/f 按一定比例变化。因此，变频调速又有变压变频调速(即VVVF)之称。变频方式分为交—直—交变频和交—交变频两大类型。交—直—交变频方式又有电压型、电流型和脉宽调制型三种类型之分，均由整流器、滤波器和逆变器所组成，完成交流(工频)—直流—交流(变频)转换。

电压型逆变器(VSI)和电流型逆变器(CSI)两者的主要差别是：前者用电容器滤波，电压稳定，故称为电压(源)型；后者用电抗器滤波，电流稳定，故称为电流(源)型。后者有制动发电能力，又能设置电流环提高承载能力，适合需要快速增减速和调速范围宽的场合，适配大功率电机。脉宽调制型(PWM)变频器则用二极管整流器，恒压直流输出。中小功率变频器通常采用电容器滤波即所谓电压源型逆变器(VSI)；逆变器开关器件已由晶闸管(Th)、功率晶体管(GIR)，发展到绝缘栅双极型晶体管(IGBT)，以至智能型功率模块(IPM)、集成门极换流晶闸管(IGCT)等。所谓脉宽调制，就是通过调节逆变器的脉冲宽度来改变其输出电压，通过改变调制周期来控制其输出频率。此变频方式县有调节速度快、动态特性好、输入功率因数高等特点。根据国内市场需要，宜开发三个层次的变频调速装置：

①低—低压中小容量变频器；

②高—低压中大容量变频调速装置；

③高—高压大容量变频调速装置。

分别适用于 380V、0.75～280kW；3～10kV、200～1000kW；3～10kV、800～5000kW 交流电动机。

交—交变频方式是通过移相控制晶闸管整流器实现交流电源与交流电动机之间的低频功率直接转换。它不用辅助换流电路，因而降低了系统损耗，提高了效率，输出波形较佳，也避免了电机低速运行时的抖动和爬行问题。但其最高输出频率一般不超过电源频率的 1/3～1/2，亦即，只能在 1/3～1/2 转数下调速运行，且用元器件较多，控制线路复杂，低速功率因数低，适用于大功率电机低速调节工况。而交—直—交变频方式调速范围可达 0～200%(还可展宽)，多具有速度反馈环节，调速精度可达 0.50%～0.02%。

(2)双馈电机

双馈机就是对绕线型电动机的定子馈入恒频(工频)恒压(额定电压)电源、向转子馈入变频变压电源的特殊型串级调速方式。既可次同步串级调速，又能够超同步串级调速。

(3)串级调速

所谓串级调速就是在绕线型转子上串联一级反电动势达到调速目的而得名。串级方式有电子串级和电机串级两种方式。电子串级方式由整流器、电抗滤波器和有源(与电源同频)逆变器所组成。转子中的转差电能经整流器整流、电抗器滤波后，由晶闸管逆变器转换为工频交流电，经逆变变压器馈给电网，或馈给电机变成附加电磁功率的，国内称内反馈方式。内反馈方式又分为两种类型：

①将转子转差功率直接反馈给定子绕组(通过星点)，适合于低压电机。

②反馈给定子的辅助绕组(反馈绕组，适合于高压电机。串级调速装置可回收转差功率，具有很高的转换效率(可达 95%)。

电机串调方式则采用附加的直流电动机将转差电能变为机械能，馈给(主)电机(机械串级方式)或通过异步发电动机转变为工频电能馈给电网(机组串级方式)，尽管技术成熟且有较高的效率和功率因数，但因直流电机维护麻烦，宜由电子串级方式或无刷双馈电机取而代之。

串级调速范围一般为50%～100%。如果不加速度反馈环节，调速特性较软。欲得到优良的调速特性，可加装速度反馈(如相位内反馈或测速发电机外反馈)和电流反馈环节。串级调速装置的投资可在1年半左右收回。

(4)变极调速

根据交流电动机转速表达式，交流电动机的转速与极对数成反比，通过变换定子绕组的接法改变极对数，可实现有级(分挡)调速。按极数分为6/4极、8/4极、8/6极、10/8极、12/6极、20/16极、12/8/6极、12/8/6/4极等；按速度分为双速、三速和四速电机；按定子绕组分为单绕组和双绕组；按转换开关分为空气式、油浸式和真空式，前者适合低压电机，后两种适配高压电机。

(5)电磁调速电机

电磁调速电机简称滑差电机，又名电磁滑差离合器。它是在鼠笼型电动机的轴端加装一级电磁滑差离合器，合为一体而成。电磁离合器有两个旋转体，其电枢旋转体由原动机直接驱动，联接轴称为主动轴；磁极旋转体的从动轴与负载联接。

电磁调速电机调速范围一般为10%～80%；带有速度反馈闭环控制的电机，调速范围为11∶0，调速精度为2.5%左右。这种调速电机结构简单，坚固耐用，对电网干扰小，投资回收期为1年左右。但因高速损失(丢转)较大，低速功耗较多(最高达15%)，仅适用于1200r/min以下的中小功率负载。

(6)变阻调速

根据交流电动机转速表达式，在绕线型电动机的转子中串入可变电阻，可减少转子电流，以降低电动机的转矩，从而加大转差率，达到变阻调速目的。串入的电阻越大，转差率越大，转速就越低，机械特性也越软，而且消耗在电阻器上的转差功率也就越大。因此，这种调速方式效率较低，更不适宜低速调节。调速范围一般为50%～100%，只能有级(分挡)调速，不易无级调节。

虽然变阻调速方式有转差损耗，但对于功耗随转数的3次方降低的风机泵类变量设备来说，仍不失一种简易可行的节能措施。

(7)液体调速离合器

这是一种利用液体的黏性和油膜的剪切作用传递动力的新式机械滑差离合器，亦称液黏调速离合器。它通过速度控制和压力阀来控制离合器活塞的油压，改变离合器摩擦片间的相对位置，即改变离合器的转差，实现无级调速。其调速范围一般为10%～95%，即使速度升至91%以上时，其效率仍能上升，高速丢转较少(理论为零)，转差损耗也较小。其调速精度可达±1%，投资的回收期约1年左右。

(8)液力耦合器

液力耦合器也是一种中间环节的调速装置。它仍以鼠笼型电动机为原动机，而以液体(油)为工质，由泵轮(主动轮)和涡轮(从动轮)组成。原动机驱动泵轮，泵轮带动工质油旋转，油产生动能和压力，推动涡轮旋转，涡轮轴驱动负载。调节充油率(或充油量)便可改变工质油的动能和压力，从而改变泵轮与涡轮的转差，实现液力耦合无级调速。

按液力耦合器的结构分为进口调节式、出口调节式和进出口调节式三种类型；按其用途分为普通型、限矩型和调速型。容量从几十千瓦到近万千瓦，调速范围为10%～90%；调速比5∶1和4∶1，适合于3000r/min以下大容量风机泵类负载。其可靠性较高，投资回收期约1年左右；但需要油、水泵系统维修，高速丢转约5%～10%；低速转差功耗大，最高达额定

功率的15%。

以上称为交流调速类型。还有一些复合型调速方式,如变极变压调速方式,变压变阻调速方式,变压电磁离合器,变压液力或液粘离合器等方式,都有提高电动机运行效率和功率因数、改善调速特性之功能。

(9)变压调速

$$T \propto U^2$$

式中:T——电动机转矩。

电动机的转矩与输入定子的电压的平方近似成正比变化的原理,降低定子电压即可减小电动机转矩,从而加入转差率,实现变压调速。

由于普通鼠笼型电动机的转子绕组电阻很小,低速时的短路电流很大,仅适合小容量电机在80%~100%范围内变压调速;而适配高阻式笼型电机和绕线型电机,可在70%~100%范围内变压调速;特别适合力矩式电机,调速范围可扩大为10%~100%。

2. 调速装置选择。

(1)技术成熟程度

根据国内交流调速装置的科研、生产和使用情况,目前技术成熟并具有一定规模系列化生产能力的交流调速装置有:适配鼠笼型电动机的变极调速装置(双速或多速电机)、电磁调速电机、液力耦合器与液体调速离合器、低压中小容量变频调速装置、高—低压中大容量变频调速集成系统;适配绕线型电动机的串级调速装置、双馈电机、变压和变阻调速装置。对于大功率变频调速装置、无换向器电机,须进一步开发、系列化和产业化。

(2)调速参数要求

调速装置应能满足功率要求、变量规律、调速范围、调速精度、速度稳定性等参数要求。风机泵类变量设备的运行规律,按其流量的变化范围和在每种变量下运行的时间来分,主要有以下四种类型:

①高变量型。超过90%流量时,各种调速方式的节能效果与入口节流方式相近,故不宜调速运行,节流控制即够用了,以节省不必要的投资。当超过85%流量时,一些有转差损耗的调速方式(如液力耦合器、电磁调速电机、变压与变阻调速)的节能效果与入口节流方式相近,只能采用高效调速方式,如变频或串级调速。在60%~100%变量范围内,上述几种调速方式均可使用。

②低变量型。以变频方式最佳。

③全变量型。视其流量和时间选定类型,低流量时间长,可采用变频方式;若高流量时间长,则用变频或串调方式,也可用有转差损耗的调速方式;当流量长时间超过85%时,就不宜用有转差损耗的调速方式;若流量长时间超过90%时,只好切换至全速运行,在入口处节流控制。

④全变量间歇型。变频方式可以较其他调速装置获得较大的节能效果。

(3)经济效益分析

对于技术成熟且又适宜运行规律的交流调速方式,还要视其投入产出比是否合算。这就要比较不同调速方式的节能效益、运行效率、功率因数、谐波含量和投资的回收期,再作选择。

调速装置的节电率与调速系统的运行效率有关。变频调速、无换向器电机、双馈电机和串级调速效率最高,同属于高效调速方式;而交流整流子电机、变阻调速、液力耦合器、液黏离合器、电磁调速电机和变压调速方式,因均有转差损耗,效率较低,尤其是低速时效率更

低。这两大类调速方式以有无转差功耗为标志，高效调速方式的节电率要比有转差功耗的调速方式高出 10%～30%。

节电率的计算一般只考虑有功功率，但无功功率也不能忽视。

(4)安装维护条件

选择调速方式还应考虑环境温度、湿度、粉尘、燃气、面积及空间等条件。如纺织行业的空调机调速装置和电机，均应有防护棉花绒措施，或采用密封形式；在有可燃气体的场合，调速装置和电机应选用防爆式；水泵的调速装置应进行三防处理，电机最低限应是防滴式；在不允许停歇的场合，调速装置应有切换全速措施，以备调速装置一旦发生故障，及时全速运行，保留节流方式；或采用多运行模式，如变频—工频、串级—变阻—全速节流等，确保生产连续性和安全性。

2.4　提高电能质量的措施

2.4.1　电能质量的标准

2.4.1.1　供电电压偏差限值

规范引用　**《电能质量　供电电压偏差》(GB/T 12325—2008)**

4.1　35kV 及以上供电电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%。

注：如供电电压上下偏差同号(均为正或负)时，按较大的偏差绝对值作为衡量依据。

4.2　20kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的±7%。

4.3　220V 单相供电电压偏差为标称电压的+7%，−10%。

4.4　对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供、用电双方协议确定。

2.4.1.2　电压波动和闪变限值

规范引用　**《电能质量　电压波动和闪变》(GB/T 12326—2008)**

4　电压波动的限值

任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点产生的电压变动，其限值和电压变动频度、电压等级有关。对于电压变动频度较低(例如 $r \leqslant 1000$ 次/h)或规则的周期性电压波动，可通过测量电压方均根值曲线 $U(t)$确定其电压变动频度和电压变动值。电压波动限值见表 2-3。

表 2-3　电压波动限值

r/(次/h)	d/%	
	LV、MV	HV
$r \leqslant 1$	4	3
$1 < r \leqslant 10$	3*	2.5
$10 < r \leqslant 100$	2	1.5

续表

r/(次/h)	d/%	
	LV、MV	HV
$100<r\leqslant1000$	1.25	1

注:①很少的变动频度(每日少于1次),电压变动限值 d 还可以放宽,但不在《电能质量　电压波动和闪变》(GB/T 12326—2008)中规定。

②对于随机性不规则的电压波动,如电弧炉负荷引起的电压波动,表中标有"*"的值为其限值。

③参照《标准电压》(GB/T 156—2007),《电能质量　电压波动和闪变》(GB/T 12326—2008)中系统标称电压 U_N 等级按以下划分:

低压(LV)　$U_N\leqslant1kV$

中压(MV)　$1kV<U_N\leqslant35kV$

高压(HV)　$35kV<U_N\leqslant220kV$

对于220kV以上超高压(EHV)系统的电压波动限值可参照高压(HV)系统执行。

5　闪变的限值

5.1　电力系统公共连接点,在系统正常运行的较小方式下,以一周(168h)为测量周期,所有长时间闪变值 P_{lt} 都应满足表2-4闪变限值的要求。

表 2-4　闪变限值

P_{lt}	
$\leqslant$110kV	$>$110kV
1	0.8

5.2　任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点单独引起的闪变值一般应满足下列要求。

5.2.1　电力系统正常运行的较小方式下,波动负荷处于正常、连续工作状态,以一天(24h)为测量周期,并保证波动负荷的最大工作周期包含在内,测量获得的最大长时间闪变值和波动负荷退出时的背景闪变值,通过下列计算获得波动负荷单独引起的长时间闪变值:

$$P_{lt2}=\sqrt[3]{P_{lt1}^3-P_{lt0}^3}\tag{1}$$

式中:P_{lt1}——波动负荷投入时的长时间闪变测量值;

P_{lt0}——背景闪变值,是波动负荷退出时一段时期内的长时间闪变测量值;

P_{lt2}——波动负荷单独引起的长时间闪变值。

波动负荷单独引起的闪变值根据用户负荷大小、其协议用电容量占总供电容量的比例以及电力系统公共连接点的状况,分别按三级作不同的规定和处理。

5.2.2　第一级规定。满足本级规定,可以不往闪变核算允许接入电网。

①对于LV和MV用户,第一级限值见表2-5。

表 2-5　LV 和 MV 用户第一级限值

r/(次/min)	$k=(\Delta S/S_{sc})_{max}$/%
$r<10$	0.4
$10\leqslant r\leqslant200$	0.2
$200<r$	0.1

注:表中 ΔS 为波动负荷视在功率的变动,S_{sc} 为PCC短路容量。

②对于 HV 用户，满足$(\Delta S/S_{sc})_{max}<0.1\%$。

③满足 $P_{lt}<0.25$ 的单个波动负荷用户。

④符合《电磁兼容 限值 对每相额定电流≤16A 且无条件接入的设备在公用低压供电系统中产生的电压变化、电压波动和闪烁的限制》(GB 17625.2—2007)和《电磁兼容 限值 对额定电流大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制》(GB/Z 17625.3—2000)的低压用电设备。

5.2.3 第二级规定。波动负荷单独引起的长时间闪变值须小于该负荷用户的闪变限值。

每个用户按其协议用电容量 S_i($S_i=P_i/\cos\varphi_i$)和总供电容量 S_t 之比，考虑上一级对下一级闪变传递的影响(下一级对上一级的传递一般忽略)等因素后确定该用户的闪变限值。单个用户闪变限值的计算方法如下：

首先求出接于 PCC 点的全部负荷产生闪变的总限值 G：

$$G=\sqrt[3]{L_{p}^{3}-T^{3}L_{H}^{3}} \tag{2}$$

式中：L_p——PCC 点对应电压等级的长时间闪变值 P_{lt} 限值；

L_H——上一电压等级的长时间闪变值 i_{lt} 限值；

T——上一电压等级对下一电压等级的闪变传递系数，推荐为 0.8。不考虑超高压(EHV)系统对下一级电压系统的闪变传递。

单个用户闪变限值 E_i 为：

$$E_i=G\sqrt[3]{\frac{S_i}{S_t}\cdot\frac{1}{F}} \tag{3}$$

式中：F——波动负荷的同时系数，其典型值 $F=0.2\sim0.3$(但必须满足 $S_i/F\leqslant S_t$)，高压(HV)系统 PCC 总供电容量 S_{tHV} 确定方法见附录 B。

5.2.4 第三级规定。不满足第二级规定的单个波动负荷用户，经过治理后仍超过其闪变限值，可根据 PCC 点实际闪变状况和电网的发展预测适当放宽限值，但 PCC 点的闪变值必须符合 5.1 的规定。

2.4.1.3 公用电网谐波

《电能质量 公用电网谐波》(GB/T 14549—1993)

规范引用

4 谐波电压限值

公用电网谐波电压(相电压)限值见表 2-6。

表 2-6 公用电网谐波电压限值

电网标称电压/kV	电压总谐波畸变率/%	各次谐波电压含有率/%	
		奇次	偶次
0.38	5.0	4.0	2.0
6	4.0	3.2	1.6
10			
35	3.0	2.4	1.2
66			
110	2.0	1.6	0.8

5　谐波电流允许值

5.1　公共连接点的全部用户向该点注入的谐波电流分量(方均根值)不应超过表2中规定的允许值。当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时,表2-7中的谐波电流允许值的换算见《电能质量　公用电网谐波》(GB/T 14549—1993)附录B(补充件)。

表2-7　注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压/kV	基准短路容量/MVA	谐波次数及谐波电流允许值/A																							
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0	2.3	2.6	2.0	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注:220kV基准短路容量取2000MVA。

5.2　同一公共连接点的每个用户向电网注入的谐波电流允许值按此用户在该点的协议容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。分配的计算方法见《电能质量　公用电网谐波》(GB/T 14549—1993)附录C(补充件)。

2.4.1.4　三相电压不平衡

规范引用　《电能质量　三相电压不平衡》(GB/T 15543—2008)

4　电压不平衡度限值

4.1　电力系统公共连接点电压不平衡度限值为:

电网正常运行时,负序电压不平衡度不超过2%,短时不得超过4%;低压系统零序电压限值暂不作规定,但各相电压必须满足《电能质量 供电电压偏差》(GB/T 12325—2008)的要求。

注:①《电能质量　三相电压不平衡》(GB/T 15543—2008)中不平衡度为在电力系统正常运行的最小方式(或较小方式)下、最大的生产(运行)周期中负荷所引起的电压不平衡度的实测值。

②低压系统是指标称电压不大于1kV的供电系统。

4.2　接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为1.3%,短时不超过2.6%。根据连接点的负荷状况以及邻近发电机、继电保护和自动装置安全运行要求,该允许值可作适当变动,但必须满足4.1的规定。

2.4.2　提高电能质量的措施

1. 在电力系统中采取调压措施,保证电压质量

(1)改变无功功率进行调压,如发电机、调相机、并联电容器、并联电抗器、静止补偿器进行调压。

(2)改变有功功率和无功功率的分配进行调压,如改变变压器分接头或调压变压器进行调压。

(3)改变网络参数进行调压,如串联电容器,改变并列运行变压器的台数进行调压。

2. 抑制冲击负荷对电力系统的干扰的措施

(1)扩大电力系统容量。

(2)合理分配冲击负荷备用容量。

(3)改进调速系统和采用新型的调节方式。

(4)改善电网结构和改变运行方式。

(5)采用无功静止补偿器。

3. 减少非对称负荷负序分量影响的措施

(1)在电力系统采取措施补偿负序电流。

(2)改变电力系统网络运行方式。

(3)对非对称负荷运行方式加以限制。

4. 减轻谐波电流的措施

(1)减少谐波源本身产生的谐波分量。

(2)在谐波源外部采取措施。

①混合采用各种变压器的接线方式,使5次、7次谐波相互抵消。

②调整系统供电和电网连接方式,并提高电压合格率。

③采用滤波器。

2.5 清洁能源发电的特点

2.5.1 核能发电

(1)安全:核能发电的安全性是以辐射安全为主,由于采取了纵深防御、多道屏障等一系列安全措施,核电厂的安全性是确有保障的。

(2)清洁:与普通火力发电相比,核能发电是一种清洁能源,它对环境的污染轻微。

(3)经济:由于核电厂的可靠性和安全性要求较高,建设周期也较长,因而核电厂的比投资(每千瓦建造费)高于燃煤电厂。可另一方面,产生相同电量所花的核燃料费用要比煤燃料费用便宜得多。一般而言,在全寿期平准化贴现发电成本的比较中,当核电厂的核燃料成本低于燃煤电厂燃料成本的金额足以补偿两者的投资成本差额而有余时,核电厂的经济性将优于燃煤电厂。燃煤电厂的燃料成本随着运输距离的延长而增加,而核燃料成本基本上不受运输距离的影响。

2.5.2 风力发电

(1)对于恒速恒频风力发电系统,风力发电机在恒速驱动下发出恒定频率的电压和电流,一般可采用同步发电机或异步发电机。采用同步发电机时,不论风速如何变化,发电机的转速都应保持不变,因此必须采用相当复杂的速度调节器来自动维持风力机的转速恒定,大大增加了风力发电装置的复杂性。采用异步电动机时,虽然其转速不需绝对恒定,但一般也只能运行于高出同步转速1%~10%的范围内,基本上也是一种恒速恒频系统。因异步发电机需吸收无功功率,必须采用并联补偿电容器。

(2)对于变速恒频风力发电系统,风力发电机在变速驱动下发出恒定频率的电压和电

流,其特点是发电机的转速和负荷可以在很大范围内变化而不影响它的输出电压和频率。由于频率和转速无关,因而可以取消或大大简化速度控制机构。同时由于发电机转速不需要恒定,这样就可以通过控制输出功率,使风力机有一个最佳的叶尖速度比,从而使风能利用系数在很大的范围内能保持最大值。

2.5.3 光伏发电

灵活性、模块化和简便性;清洁、安全无噪声;电池组件和发电成本下降速率快。

2.5.4 地热发电

(1)直接蒸汽发电:系统简单,投资低,技术成熟,转换效率高,经济效益好。

(2)热水闪蒸法:经闪蒸获得的蒸汽中所含腐蚀和结垢成分减少,有利于汽轮机的维护保养。但饱和蒸汽的温度高,对高速旋转的叶片会产生磨蚀危害,同时增加了系统的复杂性。

(3)双工质循环法:热效率高,但投资高,有中间工质漏失和深井泵易损坏等问题。

(4)两相全流法:避免了分离器或闪蒸器等设备的不可逆损失,将液体和蒸汽所具有的动能和热能分别作功,以获得更多的净输出功率。缺点是存在结垢和腐蚀问题。

2.5.5 海洋能发电

2.5.5.1 潮汐能发电

(1)电站建造单位千瓦投资大。

(2)发电的周期性和间歇性。

(3)电站的防淤问题。

(4)防海水腐蚀问题。

2.5.5.2 波浪能发电

可再生,无污染。

2.5.5.3 海洋能发电

应用热力学原理,以表层水为热源,深层冷水为冷源,选用某一工质构成热力循环,将温差能转换为电能。

2.5.6 磁流体发电

效率高,环境污染少,节约用水,单机容量大。

2.5.7 氢能发电

(1)氢的含能量高。

(2)易燃且燃烧速度快。

(3)氢能是清洁能源。

(4)氢和氧燃烧可获得高温,若将它用作联合循环的前置循环,其热效率可达很高。

3 消 防

3.1 电气设备消防安全的要求和措施

3.1.1 火力发电厂

3.1.1.1 燃煤电厂要求

规范引用 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)

3.0.1 建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级不应低于表3-1的规定。

表 3-1 建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
主厂房(汽机房、除氧间、集中控制楼、煤仓间、锅炉房)	丁	二级
吸风机室	丁	二级
除尘构筑物	丁	二级
烟囱	丁	二级
脱硫工艺楼	戊	二级
脱硫控制楼	丁	二级
吸收塔	戊	三级
增压风机室	戊	二级
屋内卸煤装置	丙	二级
碎煤机室、转运站及配煤楼	丙	二级
封闭式运煤栈桥、运煤隧道	丙	二级
筒仓、干煤棚、解冻室、室内贮煤场	丙	二级
供、卸油泵房及栈台(柴油、重油、渣油)	丙	二级

续表

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
油处理室	丙	二级
主控制楼、网络控制楼、微波楼、继电器室	丁	二级
屋内配电装置楼(内有每台充油量>60kg 的设备)	丙	二级
屋内配电装置楼(内有每台充油量≤60kg 的设备)	丁	二级
屋外配电装置(内有含油电气设备)	丙	二级
油浸变压器室	丙	一级
岸边水泵房、中央水泵房	戊	二级
灰浆、灰渣泵房	戊	二级
生活、消防水泵房、综合水泵房	戊	二级
稳定剂室、加药设备室	戊	二级
进水建筑物	戊	二级
冷却塔	戊	三级
化学水处理室、循环水处理室	戊	二级
供氢站	甲	二级
启动锅炉房	丁	二级
空气压缩机室(无润滑油或不喷油螺杆式)	戊	二级
空气压缩机室(有润滑油)	丁	二级
热工、电气、金属试验室	丁	二级
天桥	戊	二级
天桥(下面设置电缆夹层时)	丙	二级
变压器检修间	丙	二级
雨水、污(废)水泵房	戊	二级
检修车间	戊	二级
污水处理构筑物	戊	二级
给水处理构筑物	戊	二级
电缆隧道	丙	二级
柴油发电机房	丙	二级
特种材料库	乙	二级
一般材料库	戊	二级
材料棚库	戊	二级

续表

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
机车库	丁	二级
推煤机库	丁	二级
消防车库	丁	二级

注:①除本表规定的建(构)筑物外,其他建(构)筑物的火灾危险性及耐火等级应符合国家现行的有关标准的规定。
②主控制楼、网络控制楼、微波楼、天桥、继电器室,当未采取防止电缆着火延燃的措施时,火灾危险性应为丙类。

3.0.2　建(构)筑物构件的燃烧性能和耐火极限,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

3.0.3　主厂房的地上部分,防火分区的允许建筑面积不宜大于6台机组的建筑面积;其地下部分不应大于1台机组的建筑面积。

3.0.4　当屋内卸煤装置的地下部分与地下转运站或运煤隧道连通时,其防火分区的允许建筑面积不应大于3000m^2。

3.0.5　承重构件为不燃烧体的主厂房及运煤栈桥,其非承重外墙为不燃烧体时,其耐火极限不应小于0.25h;为难燃烧体时,其耐火极限不应小于0.5h。

3.0.6　除氧间与煤仓间或锅炉房之间的隔墙应采用不燃烧体。汽机房与合并的除氧煤仓间或锅炉房之间的隔墙应采用不燃烧体。隔墙的耐火极限不应小于1h。

3.0.7　汽轮机头部主油箱及油管道阀门外缘水平5m范围内的钢梁、钢柱应采取防火隔热措施进行全保护,其耐火极限不应小于1h。

汽轮发电机为岛式布置或主油箱对应的运转层楼板开孔时,应采取防火隔热措施保护其对应的屋面钢结构;采用防火涂料防护屋面钢结构时,主油箱上方楼面开孔水平外缘5m范围所对应的屋面钢结构承重构件的耐火极限不应小于0.5h。

3.0.8　集中控制室、主控制室、网络控制室、汽机控制室、锅炉控制室和计算机房的室内装修应采用不燃烧材料。

3.0.9　主厂房电缆夹层的内墙应采用耐火极限不小于1h的不燃烧体。电缆夹层的承重构件,其耐火极限不应小于1h。

3.0.10　当栈桥、转运站等运煤建筑设置自动喷水灭火系统或水喷雾灭火系统时,其钢结构可不采取防火保护措施。

3.0.11　当干煤棚或室内贮煤场采用钢结构时,堆煤高度范围内的钢结构应采取有效的防火保护措施,其耐火极限不应小于1h。

3.0.12　其他厂房的层数和防火分区的最大允许建筑面积应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

4.0.1　厂区应划分重点防火区域。重点防火区域的划分及区域内的主要建(构)筑物宜符合表3-2的规定。

表3-2　重点防火区域及区域内的主要建(构)筑物

重点防火区域	区域内主要建(构)筑物
主厂房区	主厂房、除尘器、吸风机室、烟囱、靠近汽机房的各类油浸变压器及脱硫建筑物(干法)
配电装置区	配电装置的带油电气设备、网络控制楼或继电器室

续表

重点防火区域	区域内主要建(构)筑物
点火油罐区	卸油铁路、栈台或卸油码头、供卸油泵房、贮油罐、含油污水处理站
贮煤场区	贮煤场、转运站、卸煤装置、运煤隧道、运煤栈桥、筒仓
供氢站区	供氢站、贮氢罐
贮氧罐区	贮氧罐
消防水泵房区	消防水泵房、蓄电池
材料库区	一般材料库、特种材料库、材料棚库

4.0.2 重点防火区域之间的电缆沟(电缆隧道)、运煤栈桥、运煤隧道及油管沟应采取防火分隔措施。

4.0.3 主厂房区、点火油罐区及贮煤场区周围应设置环形消防车道,其他重点防火区域周围宜设置消防车道。消防车道可利用交通道路。当山区燃煤电厂的主厂房区、点火油罐区及贮煤场区周围设置环形消防车道有困难时,可沿长边设置尽端式消防车道,并应设回车道或回车场。回车场的面积不应小于12m×12m;供大型消防车使用时,不应小于15m×15m。

4.0.4 消防车道的宽度不应小于4.0m。道路上空遇有管架、栈桥等障碍物时,其净高不应小于4.0m。

4.0.5 厂区的出入口不应少于2个,其位置应便于消防车出入。

4.0.6 厂区围墙内建(构)筑物与围墙外其他工业或民用建(构)筑物的间距,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

4.0.7 消防车库的布置应符合下列规定:

1 消防车库宜单独布置;当与汽车库毗连布置时,消防车库的出入口与汽车库的出入口应分设。

2 消防车库出入口的布置应使消防车驶出时不与主要车流、人流交叉,并便于进入厂区主要干道;消防车库的出入口距道路边沿线不宜小于10.0m。

4.0.8 油浸变压器与汽机房、屋内配电装置楼、主控楼、集中控制楼及网控楼的间距不应小于10m;当符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第5.3.8条的规定时,其间距可适当减少。

4.0.9 点火油罐区的布置应符合下列规定:

(1)宜单独布置。

(2)点火油罐区四周,应设置1.8m高的围栅;当利用厂区围墙作为点火油罐区的围墙时,该段厂区围墙应为2.5m高的实体围墙。

(3)点火油罐区的设计,应符合现行国家标准《石油库设计规范》(GB 50074—2014)的有关规定。

4.0.10 制氢站、贮氧罐的布置,应分别符合现行国家标准《氢氧站设计规范》(GB 50177—2005)及《氧气站设计规范》(GB 50030—2013)的有关规定。

4.0.11 厂区内建(构)筑物之间的防火间距不应小于表3-3的规定。

表 3-3 各建(构)筑物之间的防火间距

单位:m

建(构)筑物名称			丙、丁、戊类建筑 耐火等级 一、二级	丙、丁、戊类建筑 耐火等级 三级	屋外配电装置	露天卸煤装置或贮煤场		供氢站	贮氢罐	点火油罐区贮油罐	露天油库	办公、生活建筑 耐火等级 一、二级	办公、生活建筑 耐火等级 三级	铁路中心线 厂外	铁路中心线 厂内	厂外道路(路边)	厂内道路(路边) 主要	厂内道路(路边) 次要
丙、丁、戊类建筑	耐火等级	一、二级	10	12	10	8		12	12	20	12	10	12	—		—		
		三级	12	14	12	10		14	15	25	15	12	14					
屋外配电装置			10	12	—	15	25(褐煤)	25	25	25		10	12	—	—	—		
主变压器或屋外厂用变压器	油量(t/台)	<10	12	15	—					40	30	15	20	—	—	—	—	—
		10~50	15	20								20	25	—	—	—	—	—
		>50	20	25								25	30	—	—	—	—	—
露天卸煤装置或贮煤场			8	10	15	—		15				8	10	—	—	—	—	—
					25(褐煤)			25(褐煤)										
供氢站			12	14	25	15	25(褐煤)	12	12	25	25	25		30	20	15	10	5
贮氢罐			12	15	25			12	注 3	25				25	20	15	10	5
点火油罐区贮油罐			20	25	25			25	25	注 6	—	25	32	30	20	15	10	5
露天油库			12	15	25			15	25	—	注 4	15	20	30	20	15	10	5
办公、生活建筑	耐火等级	一、二级	10	12	10	8	25(褐煤)	25	25	25	15	6	7	—		—		
		三级	12	14	12	10				32	20	7	8					

注:①防火间距应按相邻两建(构)筑物外墙的最近距离计算,当外墙有凸出的燃烧构件时,应从其凸出部分外缘算起;建(构)筑物与屋外配电装置的防火间距应从构架算起;屋外油浸变压器之间的间距由工艺确定。

②表中油浸变压器外轮同丙、丁、戊类建(构)筑物的防火间距,不包括汽机房、屋内配电装置楼、主控制楼及网络控制楼。

③贮氢罐的防火间距应为相邻较大贮氢罐的直径。

④一组露天油库区的总贮油量不大于 $1000m^3$,且可按数个贮油罐分两行组成布置,其贮油罐的防火距离不宜小于 1.5m。

⑤贮氢罐与建筑物的防火间距按贮氢罐总贮量小于或等于 $1000m^3$ 考虑,贮氢罐总贮量是以贮罐的总水容积(m^3)与其工作压力(绝对压力)与大气压力的比值的乘积计算的。当贮氢罐总贮量大于 $1000m^3$ 时,贮氢罐与建筑物的防火间距按现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)和《氢氧站设计规范》(GB 50177—2005)中的有关规定执行。

⑥点火油罐之间的防火距离应符合现行国家标准《石油库设计规范》(GB 50074—2014)的规定。

4.0.12　高层厂房之间及与其他厂房之间的防火间距，应在表3-3规定的基础上增加3m。

4.0.13　甲、乙类厂房与重要的公共建筑的防火间距不宜小于50m。

4.0.14　当主厂房呈Ц形或Ш形布置时，相邻两翼之间的防火间距，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

6.6　变压器及其他带油电气设备

6.6.1　屋外油浸变压器及屋外配电装置与各建(构)筑物的防火间距应符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第4.0.8条及第4.0.11条的规定。

6.6.2　油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器之间的最小间距应符合表3-4的规定。

表3-4　屋外油浸变压器之间的最小间距　(单位：m)

电压等级	最小间距
35kV及以下	5
66kV	6
110kV	8
220kV及以上	10

6.6.3　当油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器之间的防火间距不能满足表3-4的要求时，应设置防火墙。

防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的贮油池两侧各1m。

6.6.4　油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器或电抗器与本回路油量为600kg以上且2500kg以下的带油电气设备之间的防火间距不应小于5m。

6.6.5　35kV及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内；35kV以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。

总油量超过100kg的屋内油浸变压器，应设置单独的变压器室。

6.6.6　屋内单台总油量为100kg以上的电气设备，应设置贮油或挡油设施。挡油设施的容积宜按油量的20%设计，并应设置能将事故油排至安全处的设施。当不能满足上述要求时，应设置能容纳全部油量的贮油设施。

6.6.7　屋外单台油量为1000kg以上的电气设备，应设置贮油或挡油设施。挡油设施的容积宜按油量的20%设计，并应设置将事故油排至安全处的设施；当不能满足上述要求且变压器未设置水喷雾灭火系统时，应设置能容纳全部油量的贮油设施。

当设置有油水分离措施的总事故贮油池时，其容量宜按最大一个油箱容量的60%确定。

贮油或挡油设施应大于变压器外廓每边各1m。

6.6.8　贮油设施内应铺设卵石层，其厚度不应小于250mm，卵石直径宜为50～80mm。

8.3　电气设备间通风

8.3.1　配电装置室、油断路器室应设置事故排风机，其电源开关应设在发生火灾时能安全方便切断的位置。

8.3.2　当几个屋内配电装置室共设一个通风系统时，应在每个房间的送风支风道上设置防火阀。

8.3.3　变压器室的通风系统应与其他通风系统分开，变压器室之间的通风系统不应合并。凡具有火灾探测器的变压器室，当发生火灾时，应自动切断通风机的电源。

8.3.4　当蓄电池室采用机械通风时，室内空气不应再循环，室内应保持负压。通风机及其电机应为防爆型，并应直接连接。

8.3.5　蓄电池室送风设备和排风设备不应布置在同一风机室内；当采用新风机组，送风设备在密闭箱体内时，可与排风设备布置在同一个房间。

8.3.6　采用机械通风系统的电缆隧道和电缆夹层，当发生火灾时应立即切断通风机电源。通风系统的风机应与火灾自动报警系统连锁。

9.2　照明

9.2.1　当正常照明因故障熄灭时，应按表3-5中所列的工作场所，装设继续工作或人员疏散用的应急照明。

表3-5　发电厂装设应急照明的工作场所

工作场所		应急照明	
		继续工作	人员疏散
锅炉房及其辅助车间	锅炉房运转层	√	—
	锅炉房底层的磨煤机、送风机处	√	—
	除灰间	—	√
	引风机室	√	—
	燃油泵房	√	—
	给粉机平台	√	—
	锅炉本体楼梯	√	—
	司水平台	—	√
	回转式空气预热器处	√	—
	燃油控制台	√	—
	给煤机处	√	—
	运煤胶带机层	—	√
	除灰控制室	√	—
汽机房及其辅助车间	汽机房运转层	√	—
	汽机房底层的凝汽器、凝结水泵、给水泵、循环水泵、备用励磁机等处	√	—
	加热器平台	√	—
	发电机出线小室	√	—
	除氧间除氧器层	√	—
	除氧间管道层	√	—
	供氢站	√	—

续表

工作场所		应急照明	
		继续工作	人员疏散
运煤系统	碎煤机室	√	—
	转运站	—	√
	运煤栈桥	—	√
	运煤隧道	—	√
	运煤控制室	√	—
	筒仓	√	—
	室内贮煤场	√	—
	翻车机室	√	—
供水系统	岸边和水泵房、中央水泵房	√	—
	生活、消防水泵房	√	—
化学水处理室	化学水处理控制室	√	—
电气车间	主控制室	√	—
	网络控制室	√	—
	集中控制室	√	—
	单元控制室	√	—
	继电器室及电子设备间	√	—
	屋内配电装置	√	—
	主厂房厂用配电装置(动力中心)	√	—
	蓄电池室	√	—
	计算机主机室	√	—
	通信转接室、交换机室、载波机室、微波机室、特高频室、电源室	√	—
	保安电源、不停电电源、柴油发电机房及其配电室	√	—
	直流配电室	√	—
脱硫系统	脱硫控制室	√	—
通道楼梯及其他	控制楼至主厂房天桥	—	√
	生产办公楼至主厂房天桥	—	√
	运行总负责人值班室	√	—
	汽车库、消防车库	√	—
	主要楼梯间	—	√

9.2.2　表 3-5 中所列工作场所的通道出入口应装设应急照明。

9.2.3　锅炉汽包水位计、就地热力控制屏、测量仪表屏及除氧器水位计处应装设局部应急照明。

9.2.4　继续工作用的应急照明，其工作面上的最低照度值，不应低于正常照明照度值的 10%。人员疏散用的应急照明，在主要通道上的最低照度值，不应低于 1lx。

9.2.5　当照明灯具表面的高温部位靠近可燃物时，应采取隔热、散热等防火保护措施。

配有卤钨灯和额定功率为 100W 及以上的白炽灯光源的灯具（如吸顶灯、槽灯、嵌入式灯），其引入线应采用瓷管、矿物棉等不燃材料作隔热保护。

9.2.6　超过 60W 的白炽灯、卤钨灯、高压钠灯、金属卤化物灯和荧光高压汞灯（包括电感镇流器）不应直接设置在可燃装修材料或可燃构件上。

可燃物品库房不应设置卤钨灯等高温照明灯具。

9.2.7　建筑内设置的安全出口标志灯和火灾应急照明灯具，除应符合本规范的规定外，还应符合现行国家标准《消防安全标志》（GB 13495—1992）和《消防应急照明和疏散指示系统》（GB 17945—2010）的有关规定。

3.1.1.2　燃机电厂

规范引用　《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB 50229—2006）

10.1　建（构）筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

10.1.1　建（构）筑物的火灾危险性分类及其耐火等级应符合表 3-6 的规定。

表 3-6　建（构）筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

建（构）筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
主厂房（汽机房、燃机厂房、余热锅炉、集中控制室）	丁	二级
网络控制楼、微波楼、继电器室	丁	二级
屋内配电装置楼（内有每台充油量＞60kg 的设备）	丙	二级
屋内配电装置楼（内有每台充油量≤60kg 的设备）	丁	二级
屋内配电装置楼（无油）	丁	二级
屋外配电装置（内有含油设备）	丙	二级
油浸变压器室	丙	一级
柴油发电机房	丙	二极
岸边水泵房、中央水泵房	戊	二级
生活、消防水泵房	戊	二级
冷却塔	戊	三极
稳定剂室、加药设备室	戊	二级

续表

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
油处理室	丙	二级
化学水处理室、循环水处理室	戊	二级
供氢站	甲	二级
天然气调压站	甲	二级
空气压缩机室(无润滑油或不喷油螺杆式)	戊	二级
空气压缩机室(有润滑油)	丁	二级
天桥	戊	二级
天桥(下面设置电缆夹层时)	丙	二级
变压器检修间	丙	二级
排水、污水泵房	戊	二级
检修间	戊	二级
进水建筑物	戊	二级
给水处理构筑物	戊	二级
电缆隧道	丙	二级
特种材料库	丙	二级
一般材料库	戊	二级
材料棚库	戊	三级
消防车库	丁	二级

注:①除本表规定的建(构)筑物外,其他建(构)筑物的火灾危险性及耐火等级应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

②油处理室,处理重油及柴油时,为丙类;处理原油时,为甲类。

10.1.2 其他厂房的层数和防火分区的允许建筑面积应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

10.2 厂区总平面布置

10.2.1 天然气调压站、燃油处理室及供氢站应与其他辅助建筑分开布置。

10.2.2 燃气轮机或主厂房、余热锅炉、天然气调压站及燃油处理室与其他建(构)筑物之间的防火间距,应符合表3-7的规定。

表 3-7 建(构)筑物之间的防火间距

单位:m

序号	建(构)筑物名称		丙、丁、戊类建筑 耐火等级 一、二级	丙、丁、戊类建筑 耐火等级 三级	燃气轮机或主厂房	天然气调压站	燃油处理室 原油	燃油处理室 重油	主变压器或屋外厂用变压器 油量/(t/台) ≤10	主变压器或屋外厂用变压器 油量/(t/台) >10≤50	主变压器或屋外厂用变压器 油量/(t/台) >50	屋外配电装置	供氢站	贮氢罐	行政生活福利建筑 耐火等级 一、二级	行政生活福利建筑 耐火等级 三级	铁路中心线 厂外	铁路中心线 厂内	厂外道路(路边)	厂内道路(路边) 主要	厂内道路(路边) 次要
1	燃气轮机或主厂房		10	12	—	30	30	10	12	15	20	10	12	12	10	12	5	5	—	—	—
2	天然气调压站		12	14	30	—	12	12	25			25	12	12	25		30	20	15	10	5
3	燃油处理室	原油	12	14	30	12	—	—	25			25	12	12	25		30	20	15	10	5
		重油	10	12	10	12	—	—	12	15	20	10	12	12	10		5	5	—	—	—

注:燃油燃机电厂的油罐的防火间距应执行现行国家标准《石油库设计规范》(GB 50074—2014)的有关规定。

3.1.2 变电站

规范引用 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)

11.1.1 建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级应符合表3-8的规定。

表3-8 建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称		火灾危险性分类	耐火等级
主控通信楼		戊	二级
继电器室		戊	二级
电缆夹层		丙	二级
配电装置楼(室)	单台设备油量60kg以上	丙	二级
	单台设备油量60kg及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
屋外配电装置	单台设备油量60kg以上	丙	二级
	单台设备油量60kg及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
油浸变压器室		丙	一级
气体或干式变压器室		丁	二级
电容器室(有可燃介质)		丙	二级
干式电容器室		丁	二级
油浸电抗器室		丙	二级
干式铁芯电抗器室		丁	二级
总事故贮油池		丙	一级
生活、消防水泵房		戊	二级
雨淋阀室、泡沫设备室		戊	二级
污水、雨水泵房		戊	二级

注:①主控通信楼当未采取防止电缆着火后延燃的措施时,火灾危险性应为丙类。

②当地下变电站、城市户内变电站将不同使用用途的变配电部分布置在一幢建筑物或联合建筑物内时,则其建筑物的火灾危险性分类及其耐火等级除另有防火隔离措施外,需按火灾危险性类别高者选用。

③当电缆夹层采用A类阻燃电缆时,其火灾危险性可为丁类。

11.1.2 建(构)筑物构件的燃烧性能和耐火极限,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

11.1.3 变电站内的建(构)筑物与变电站外的民用建(构)筑物及各类厂房、库房、堆场、贮罐之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

11.1.4　变电站内各建(构)筑物及设备的防火间距不应小于表3-9的规定。

表3-9　变电站内各建(构)筑物及设备的防火间距　(单位:m)

<table>
<tr><td colspan="3" rowspan="3">建(构)筑物名称</td><td colspan="2">丙、丁、戊类生产建筑</td><td colspan="2">屋外配电装置</td><td rowspan="3">可燃介质电容器(室、棚)</td><td rowspan="3">总事故贮油池</td><td colspan="2">生活建筑</td></tr>
<tr><td colspan="2">耐火等级</td><td colspan="2">每组断路器油量/t</td><td colspan="2">耐火等级</td></tr>
<tr><td>一、二级</td><td>三级</td><td><1</td><td>≥1</td><td>一、二级</td><td>三级</td></tr>
<tr><td rowspan="2">丙、丁、戊类生产建筑</td><td rowspan="2">耐火等级</td><td>一、二级</td><td>10</td><td>12</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">10</td><td>10</td><td>5</td><td>10</td><td>12</td></tr>
<tr><td>三级</td><td>12</td><td>14</td><td>10</td><td>5</td><td>12</td><td>14</td></tr>
<tr><td rowspan="2">屋外配电装置</td><td rowspan="2">每组断路器油量/t</td><td><1</td><td colspan="2">—</td><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td rowspan="2">10</td><td rowspan="2">5</td><td rowspan="2">10</td><td rowspan="2">12</td></tr>
<tr><td>≥1</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">油浸变压器</td><td rowspan="3">单台设备油量/t</td><td>5～10</td><td colspan="2" rowspan="3">10</td><td colspan="2" rowspan="3">见第11.1.6条</td><td rowspan="3">10</td><td rowspan="3">5</td><td>15</td><td>20</td></tr>
<tr><td>>10～50</td><td>20</td><td>25</td></tr>
<tr><td>>50</td><td>25</td><td>30</td></tr>
<tr><td colspan="3">可燃介质电容器(室、棚)</td><td colspan="2">10</td><td colspan="2">10</td><td>—</td><td>5</td><td>15</td><td>20</td></tr>
<tr><td colspan="3">总事故贮油池</td><td colspan="2">5</td><td colspan="2">5</td><td>5</td><td>—</td><td>10</td><td>12</td></tr>
<tr><td rowspan="2">生活建筑</td><td rowspan="2">耐火等级</td><td>一、二级</td><td>10</td><td>12</td><td colspan="2">10</td><td>15</td><td>10</td><td>6</td><td>7</td></tr>
<tr><td>三级</td><td>12</td><td>14</td><td colspan="2">12</td><td>20</td><td>12</td><td>7</td><td>8</td></tr>
</table>

注:①建(构)筑物防火间距应按相邻两建(构)筑物外墙的最近距离计算,如外墙有凸出的燃烧构件时,则应从其凸出部分外缘算起。

②相邻两座建筑两面的外墙为非燃烧体且无门窗洞口、无外露的燃烧屋檐,其防火间距可按本表减少25%。

③相邻两座建筑较高一面的外墙如为防火墙时,其防火间距可不限,但两座建筑物门窗之间的净距不应小于5m。

④生产建(构)筑物侧墙外5m以内布置油浸变压器或可燃介质电容器等电气设备时,该墙在设备总高度加3m的水平线以下及设备外廓两侧各3m的范围内,不应设有门窗、洞口;建筑物外墙距设备外廓5～10m时,在上述范围内的外墙可设甲级防火门,设备高度以上可设防火窗,其耐火极限不应小于0.90h。

11.1.5　控制室室内装修应采用不燃材料。

11.1.6　屋外油浸变压器之间的防火间距及变压器与本回路带油电气设备之间的防火间距应符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第6.6节的有关规定。

11.1.7　设置带油电气设备的建(构)筑物与贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物之间应设置防火墙。

11.1.8　当变电站内建筑的火灾危险性为丙类且建筑的占地面积超过3000m^{2}时,变电站内的消防车道宜布置成环形;当为尽端式车道时,应设回车场地或回车道。消防车道宽度及回车场的面积应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016—2014)的有关规定。

3.1.3　水利水电工程

3.1.3.1　屋内电气设备

(1)额定容量为12.5MVA及以上的水轮发电机应设置水喷雾、二氧化碳或卤代烷等固定式灭火装置。

(2)油浸式厂用变压器应设置在单独的房间内,房间的门应为向外开启的乙级防火门,并直通屋外或走廊,不应开向其他房间。

(3)电压为35kV及以下的少油断路器,油浸电压互感器,可安装在开关柜或装配式间

隔内。

(4)单台设备油量在100kg以上的油浸式厂用变压器和其他充油电气设备,应设置贮油坑或挡油槛。贮油坑应能贮存单台设备100%的油量。当设有将油排至安全场所的设施时,可设置贮存20%油量的挡油槛。

(5)油浸式厂用变压器,应按现行有关规范的规定设置水喷雾、二氧化碳或卤代烷等固定式灭火系统。

(6)油浸式主变压器应设置在专用房间、洞室内,并应满足下列要求:

①专用房间、洞室应为一级耐火等级,其大门采用甲级防火门或防火卷帘,门应向外开或侧向推拉。

②主变压器专用房间的大门不应直接开向主厂房或正对进厂交通道。

③应设置火灾自动报警及固定式灭火系统。

④发生火警后,专用房间、洞室内送排风系统应停运。

(7)当110kV及以上屋内开敞式开关站采用充油电气设备时,应设置固定式灭火系统和排烟或消烟设施。

3.1.3.2 屋外电气设备

(1)油量为2500kg以上的油浸式变压器之间,防火间距不应小于下列规定:35kV及以下,5m;110kV,8m;220～330kV,10m;500kV,12m。

(2)油量在2500kg以上的油浸式变压器与油量在600～2500kg的充油电气设备之间,其防火间距不应小于5m。

(3)当相邻两台油浸式变压器之间的防火间距不满足要求时,应设置防火隔墙或防火隔墙顶部加防火水幕。单相油浸式变压器之间可只设置防火隔墙或防火水幕。

(4)防火隔墙的设置应满足下列要求:

①高度不应低于变压器油枕顶端高程,长度不应小于变压器贮油坑两端各加0.5m。

②当防火隔墙顶部加防火水幕时,其高度应比变压器顶盖高出0.5m。

(5)当厂房外墙与屋外油浸式变压器外缘的距离小于主变压器场与厂区建筑物绝缘油和透平油露天油罐的防火间距时,该外墙应采用防火墙。该墙与变压器外缘的距离不应小于0.8m。厂房外墙距油浸式变压器外缘5m以内时,在变压器总高度加3m的水平线以下及两侧外缘各加3m的范围内,不应开设门窗和孔洞,在其范围以外的该防火墙上的门和固定式窗,其耐火极限不应低于0.9h。当发电机母线穿越防火墙时,母线周围空隙应用非燃烧材料封堵。

(6)油浸式变压器及其他充油电气设备单台油量在1000kg以上时,应设置贮油坑及公共集油池。

(7)贮油坑容积应按贮存单台设备100%的油量确定。当贮油坑底设有排油管,能将油安全排至公共集油池时,其容积可按20%的油量确定。排油管的内径不应小于150mm,管口应加装铁栅滤网。

(8)贮油坑内应铺设卵石层,其厚度不宜小于250mm,卵石粒径为50～80mm。贮存100%设备油量的贮油坑上部宜装设栅格,其净距不大于40mm,并在其上铺设卵石。

3.2 电缆防火的要求和措施

3.2.1 一般规定

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

7.0.1 对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所，应设置适当的阻火分隔，并应按工程重要性、火灾几率及其特点和经济合理等因素，采取下列安全措施：

1. 实施阻燃防护或阻止延燃。

2. 选用具有阻燃性的电缆。

3. 实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆。

4. 实施防火构造。

5. 增设自动报警与专用消防装置。

7.0.2 阻火分隔方式的选择，应符合下列规定：

1. 电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处，工作井中电缆管孔等均应实施阻火封堵。

2. 在隧道或重要回路的电缆沟中的下列部位，宜设置阻火墙(防火墙)。

(1)公用主沟道的分支处。

(2)多段配电装置对应的沟道适当分段处。

(3)长距离沟道中相隔约 200m 或通风区段处。

(4)至控制室或配电装置的沟道入口、厂区围墙处。

3. 在竖井中，宜每隔 7m 设置阻火隔层。

7.0.3 实施阻火分隔的技术特性，应符合下列规定：

1. 阻火封堵、阻火隔层的设置，应按电缆贯穿孔洞状况和条件，采用相适合的防火封堵材料或防火封堵组件。用于电力电缆时，宜使对载流量影响较小；用在楼板竖井孔处时，应能承受巡视人员的荷载。

阻火封堵材料的使用，对电缆不得有腐蚀和损害。

2. 阻火墙的构成，应采用适合电缆线路条件的阻火模块、防火封堵板材、阻火包等软质材料，且应在可能经受积水浸泡或鼠害作用下具有稳固性。

3. 除通向主控室、厂区围墙或长距离隧道中按通风区段分隔的阻火墙部位应设置防火门外，其他情况下，有防止窜燃措施时可不设防火门。防窜燃方式，可在阻火墙紧靠两侧不少于 1m 区段所有电缆上施加防火涂料、包带或设置挡火板等。

4. 阻火墙、阻火隔层和阻火封堵的构成方式，应按等效工程条件特征的标准试验，满足耐火极限不低于 1h 的耐火完整性、隔热性要求确定。

当阻火分隔的构成方式不为该材料标准试验的试件装配特征涵盖时，应进行专门的测试论证或采取补加措施；阻火分隔厚度不足时，可沿封堵侧紧靠的约 1m 区段电缆上施加防火涂料或包带。

7.0.4 非阻燃性电缆用于明敷时,应符合下列规定:

1. 在易受外因波及而着火的场所,宜对该范围内的电缆实施阻燃防护;对重要电缆回路,可在适当部位设置阻火段以实施阻止延燃。

阻燃防护或阻火段,可采取在电缆上施加防火涂料、包带;当电缆数量较多时,也可采用阻燃、耐火槽盒或阻火包等。

2. 在接头两侧电缆各约3m区段和该范围内邻近并行敷设的其他电缆上,宜采用防火包带实施阻止延燃。

7.0.5 在火灾几率较高、灾害影响较大的场所,明敷方式下电缆的选择,应符合下列规定:

1. 火力发电厂主厂房、输煤系统、燃油系统及其他易燃易爆场所,宜选用阻燃电缆。

2. 地下的客运或商业设施等人流密集环境中需增强防火安全的回路,宜选用具有低烟、低毒的阻燃电缆。

3. 其他重要的工业与公共设施供配电回路,当需要增强防火安全时,也可选用具有阻燃性或低烟、低毒的阻燃电缆。

7.0.6 阻燃电缆的选用,应符合下列规定:

1. 电缆多根密集配置时的阻燃性,应符合现行国家标准《电缆和光缆在火焰条件下的燃烧试验 第31部分:垂直安装的成束电线电缆火焰垂直蔓延试验 试验装置》(GB/T 18380.31—2008)的有关规定,并应根据电缆配置情况、所需防止灾难性事故和经济合理的原则,选择适合的阻燃性等级和类别。

2. 当确定该等级类阻燃电缆能满足工作条件下有效阻止延燃性时,可减少《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第7.0.4条的要求。

3. 在同一通道中,不宜把非阻燃电缆与阻燃电缆并列配置。

7.0.7 在外部火势作用一定时间内需维持通电的下列场所或回路,明敷的电缆应实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆。

1. 消防、报警、应急照明、断路器操作直流电源和发电机组紧急停机的保安电源等重要回路。

2. 计算机监控、双重化继电保护、保安电源或应急电源等双回路合用同一通道未相互隔离时的其中一个回路。

3. 油罐区、钢铁厂中可能有熔化金属溅落等易燃场所。

4. 火力发电厂水泵房、化学水处理、输煤系统、油泵房等重要电源的双回路供电回路合用同一电缆通道而未相互隔离时的其中一个回路。

5. 其他重要公共建筑设施等需有耐火要求的回路。

7.0.8 明敷电缆实施耐火防护方式,应符合下列规定:

1. 电缆数量较少时,可采用防火涂料、包带加于电缆上或把电缆穿于耐火管中。

2. 同一通道中电缆较多时,宜敷设于耐火槽盒内,且对电力电缆宜采用透气型式,在无易燃粉尘的环境可采用半封闭式,敷设在桥架上的电缆防护区段不长时,也可采用阻火包。

7.0.9 耐火电缆用于发电厂等明敷有多根电缆配置中,或位于油管、有熔化金属溅落等可能波及场所时,其耐火性应符合现行国家标准。

7.0.10 在油罐区、重要木结构公共建筑、高温场所等其他耐火要求高且敷设安装和经济合理时,可采用矿物绝缘电缆。

7.0.11 自容式充油电缆明敷在公用廊道、客运隧洞、桥梁等要求实施防火处理时，可采取埋砂敷设。

7.0.12 靠近高压电流、电压互感器等含油设备的电缆沟，该区段沟盖板宜密封。

7.0.13 在安全性要求较高的电缆密集场所或封闭通道中，宜配备适于环境的可靠动作的火灾自动探测报警装置。

明敷充油电缆的供油系统，宜设置反映喷油状态的火灾自动报警和闭锁装置。

7.0.14 在地下公共设施的电缆密集部位、多回充油电缆的终端设置处等安全性要求较高的场所，可装设水喷雾灭火等专用消防设施。

7.0.15 电缆用防火阻燃材料产品的选用，应符合下列规定：

1. 阻燃性材料应符合现行国家标准《防火封堵材料》(GB 23864—2009)的有关规定。

2. 防火涂料、阻燃包带应分别符合现行国家标准《电缆用阻燃包带》(GA 478—2004)的有关规定。

3. 用于阻止延燃的材料产品，除上述第2款外，尚应按等效工程使用条件的燃烧试验满足有效的自熄性。

4. 用于耐火防护的材料产品，应按等效工程使用条件的燃烧试验满足耐火极限不低于1h的要求，且耐火温度不宜低于1000℃。

5. 用于电力电缆的阻燃、耐火槽盒，应确定电缆载流能力或有关参数。

6. 采用的材料产品应适于工程环境，并应具有耐久可靠性。

3.2.2 特殊电缆

3.2.2.1 发电站的电缆

规范引用 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)

6.7.1 容量为300MW及以上机组的主厂房、运煤、燃油及其他易燃易爆场所宜选用C类阻燃电缆。

6.7.2 建(构)筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的空洞应采用电缆防火封堵材料进行封堵，其防火封堵组件的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于1h。

6.7.3 在电缆竖井中，每间隔约7m宜设置防火封堵。在电缆隧道或电缆沟中的下列部位，应设置防火墙：

1. 单机容量为100MW及以上的发电厂，对应于厂用母线分段处。

2. 单机容量为100MW以下的发电厂，对应于全厂一半容量的厂用配电装置划分处。

3. 公用主隧道或沟内引接的分支处。

4. 电缆沟内每间距100m处。

5. 通向建筑物的入口处。

6. 厂区围墙处。

6.7.4 当电缆采用架空敷设时，应在下列部位设置阻火措施：

1. 穿越汽机房、锅炉房和集中控制楼之间的隔墙处。

2. 穿越汽机房、锅炉房和集中控制楼外墙处。

3. 架空敷设每间距 100m 处。

4. 两台机组连接处。

5. 电缆桥架分支处。

6.7.5 防火墙上的电缆孔洞应采用电缆防火封堵材料进行封堵,并应采取防止火焰延燃的措施。其防火封堵组件的耐火极限应为 3h。

6.7.6 主厂房到网络控制楼或主控制楼的每条电缆隧道或沟道所容纳的电缆回路,应满足下列要求:

1. 单机容量为 200MW 及以上时,不应超过 1 台机组的电缆。

2. 单机容量为 100MW 及以上且 200MW 以下时,不宜超过 2 台机组的电缆。

3. 单机容量为 100MW 以下时,不宜超过 3 台机组的电缆。

当不能满足上述要求时,应采取防火分隔措施。

6.7.7 对直流电源、应急照明、双重化保护装置、水泵房、化学水处理及运煤系统公用重要回路的双回路电缆,宜将双回路分别布置在两个相互独立或有防火分隔的通道中。当不能满足上述要求时,应对其中一回路采取防火措施。

6.7.8 对主厂房内易受外部火灾影响的汽轮机头部、汽轮机油系统、锅炉防爆门、排渣孔朝向的邻近部位的电缆区段,应采取防火措施。

6.7.9 当电缆明敷时,在电缆中间接头两侧各 2～3m 长的区段以及沿该电缆并行敷设的其他电缆同一长度范围内,应采取防火措施。

6.7.10 靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

6.7.11 对明敷的 35kV 以上的高压电缆,应采取防止着火延燃的措施,并应符合下列要求:

1. 单机容量大于 200MW 时,全部主电源回路的电缆不宜明敷在同一条电缆通道中。当不能满足上述要求时,应对部分主电源回路的电缆采取防火措施。

2. 充油电缆的供油系统,宜设置火灾自动报警和闭锁装置。

6.7.12 在电缆隧道和电缆沟道中,严禁有可燃气、油管路穿越。

6.7.13 在密集敷设电缆的电缆夹层内,不得布置热力管道、油气管以及其他可能引起着火的管道和设备。

6.7.14 架空敷设的电缆与热力管路应保持足够的距离,控制电缆、动力电缆与热力管道平行时,两者距离分别不应小于 0.5m 及 1m;控制电缆、动力电缆与热力管道交叉时,两者距离分别不应小于 0.25m 及 0.5m。当不能满足要求时,应采取有效的防火隔热措施。

3.2.2.2 变电站的电缆

规范引用 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)

11.3.1 电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、主控制室与电缆夹层之间以及长度超过 100m 的电缆沟或电缆隧道,均应采取防止电缆火灾蔓延的阻燃或分隔措施,并应根据变电站的规模及重要性采取下列一种或数种措施:

1. 采用防火隔墙或隔板,并用防火材料封堵电缆通过的孔洞。

2 电缆局部涂防火涂料或局部采用防火带、防火槽盒。

11.3.2 220kV 及以上变电站,当电力电缆与控制电缆或通信电缆敷设在同一电缆沟或电缆隧道内时,宜采用防火槽盒或防火隔板进行分隔。

11.3.3　地下变电站电缆夹层宜采用 C 类或 C 类以上的阻燃电缆。

3.2.2.3　变电站的电缆

(1)电缆室、电缆隧道和穿越各机组段之间架空敷设的动力电缆、控制电缆等均应分层排列敷设。动力电缆上下电缆层之间,应装设耐火隔板,其耐火极限不应低于 0.5h。

(2)电缆隧道和电缆沟道的下列部位应设有防火分隔设施:

①穿越控制室、配电装置室处;

②穿越厂房外墙处;

③电缆分支引接处。

(3)动力电缆和控制电缆隧道每 150m、充油电力电缆隧道每 120m、电缆沟道每 200m、电缆室每 300m^2 宜设一个防火分隔物。防火分隔物应采用非燃烧材料,其耐火极限不应低于 0.75h。设在防火分隔物上的门应为丙级防火门。当不设防火门时,在防火分隔物两侧各 1m 的电缆区段上,应有防止串火的措施。

(4)电缆竖井的上、下两端及进出电缆的孔口,应采用非燃烧材料封堵。

(5)电缆穿越楼板、隔墙的孔洞和进出开关柜、配电盘、控制盘、自动装置盘和继电保护盘等的孔洞,以及靠近充油电气设备的电缆沟道盖板缝隙处,应采用非燃烧材料封堵。

(6)110kV 及以上高压单芯充油电力电缆宜采用难燃电缆槽盒、分相埋砂沟槽或耐火隔板分相敷设。当三相电缆明敷时,应装设固定式水喷雾等灭火系统。

(7)大型电缆室、大型电缆隧道和电缆竖井宜装设固定式水喷雾等灭火系统。当装设固定式灭火系统时,动力电缆各层之间可不设耐火隔板。

(8)穿越各机组段之间的架空电缆,应按每个机组段集中设置手提式灭火器。电缆室、电缆隧道的出入口处应设置砂箱和手提式灭火器等灭火器材,并至少配备 2 个防毒面具。

3.3　电力工程火灾报警系统的设计要求

3.3.1　火力发电厂火灾报警系统

3.3.1.1　一般规定

规范引用　**《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)**

7.1.1　消防给水系统必须与燃煤电厂的设计同时进行。消防用水应与全厂用水统一规划,水源应有可靠的保证。

7.1.2　100MW 机组及以下的燃煤电厂消防给水宜采用与生活用水或生产用水合用的给水系统。125MW 机组及以上的燃煤电厂消防给水应采用独立的消防给水系统。

7.1.3　消防给水系统的设计压力应保证消防用水总量达到最大时,在任何建筑物内最不利点处,水枪的充实水柱不应小于 13m。

注:①在计算水压时,应采用喷嘴口径 19mm 的水枪和直径 65mm、长度 25m 的有衬里消防水带,每支水枪的计算流量不应小于 5L/s。

②消火栓给水管道设计流速不宜大于 2.5m/s。

7.1.4 厂区内消防给水水量应按同一时间内发生火灾的次数及一次最大灭火用水量计算。建筑物一次灭火用水量应为室外和室内消防用水量之和。

7.1.5 厂区内应设置室内、外消火栓系统。消火栓系统、自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统等消防给水系统可合并设置。

7.1.6 机组容量为50～135MW的燃煤电厂,在电缆夹层、控制室、电缆隧道、电缆竖井及屋内配电装置处应设置火灾自动报警系统。

7.1.7 机组容量为200MW及以上但小于300MW燃煤电厂应按表3-10的规定设置火灾自动报警系统。

表3-10 主要建(构)筑物和设备火灾自动报警系统

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型
集中控制楼(单元控制室)、网络控制楼	
1. 电缆夹层	感烟或缆式线型感温
2. 电子设备间	吸气式感烟或点型感烟
3. 控制室	吸气式感烟或点型感烟
4. 计算机房	吸气式感烟或点型感烟
5. 继电器室	吸气式感烟或点型感烟
6. 配电装置室	感烟
微波楼和通信楼	感烟
脱硫控制楼	
1. 控制室	感烟
2. 配电装置室	感烟
3. 电缆夹层	感烟或缆式线型感温
汽机房	
1. 汽轮机油箱	缆式线型感温或火焰
2. 电液装置	缆式线型感温或火焰
3. 氢密封油装置	缆式线型感温或火焰
4. 汽机轴承	感温或火焰
5. 汽机运转层下及中间层油管道	缆式线型感温
6. 给水泵油箱	缆式线型感温
7. 配电装置室	感烟
锅炉房及煤仓间	
1. 锅炉本体燃烧器区	缆式线型感温
2. 磨煤机润滑油箱	缆式线型感温
运煤系统	
1. 控制室与配电间	感烟
2. 转运站	缆式线型感温

续表

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型
3. 碎煤机室	缆式线型感温
4. 运煤栈桥	缆式线型感温
5. 煤仓及煤仓层	缆式线型感温
其他	
1. 柴油发电机室	感烟
2. 点火油罐	缆式线型感温
3. 汽机房架空电缆处	缆式线型感温
4. 锅炉房零米以上架空电缆处	缆式线型感温
5. 汽机房至主控制楼电缆通道	缆式线型感温
6. 电缆交叉、密集及中间接头部位	缆式线型感温
7. 电缆竖井	缆式线型感温或感烟
8. 主厂房内主蒸汽管道与油管道交叉处	缆式线型感温

7.1.8　机组容量为300MW及以上的燃煤电厂应按表3-11的规定设置火灾自动报警系统、固定灭火系统。

表3-11　主要建(构)筑物和设备火灾自动报警系统与固定灭火系统

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型	灭火介质及系统型式
集中控制楼、网络控制楼		
1. 电缆夹层	吸气式感烟或缆式线型感温和点型感烟组合	水喷雾、细水雾或气体
2. 电子设备间	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
3. 控制室	吸气式感烟或点型感烟	—
4. 计算机房	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
5. 继电器室	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
6. DCS工程师室	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
7. 配电装置室	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
微波楼和通信楼	感烟或感温	—
汽机房		
1. 汽轮机油箱	缆式线型感温或火焰	水喷雾
2. 电液装置(抗燃油除外)	缆式线型感温或火焰	水喷雾或细水雾
3. 氢密封油装置	缆式线型感温或火焰	水喷雾或细水雾
4. 汽机轴承	感温或火焰	—
5. 汽机运转层下及中间层油管道	缆式线型感温	水喷雾或雨淋
6. 给水泵油箱(抗燃油除外)	缆式线型感温	水喷雾、雨淋或细水雾
7. 配电装置室	感烟	—

续表

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型	灭火介质及系统型式
8. 电缆夹层	吸气式感烟或缆式线型感温和点型感烟组合	水喷雾、细水雾或气体
9. 汽机贮油箱(主厂房内)	缆式线型感温或火焰	水喷雾或细水雾
10. 电子设备间	吸气式感烟或点型感烟和点型感烟组合	固定式气体或其他介质
11. 汽机房架空电缆处	缆式线型感温	—
锅炉房及煤仓间		
1. 锅炉本体燃烧器	缆式线型感温	雨淋或水喷雾
2. 磨煤机润滑油箱	缆式线型感温	水喷雾或细水雾
3. 回转式空气预热器	感温(设备温度自检)	提供设备内消防水源
4. 原煤仓、煤粉仓(无烟煤除外)	缆式线型感温	惰性气体
5. 锅炉房零米以上架空电缆处	缆式线型感温	—
脱硫系统		
1. 脱硫控制楼控制室	感烟	—
2. 脱硫控制楼配电装置室	感烟	—
3. 脱硫控制楼电缆夹层	感烟或缆式线型感温	—
变压器		
1. 主变压器	感温	水喷雾或其他介质
2. 启动/备用变压器	感温	水喷雾或其他介质
3. 联络变压器	感温	水喷雾或其他介质
4. 高压厂用变压器	感温	水喷雾或其他介质
运煤系统		
1. 控制室	感烟或感温	—
2. 配电装置室	感烟或感温	—
3. 电缆夹层	缆式线型感温或吸气式感烟	—
4. 转运站及筒仓	缆式线型感温	水幕
5. 碎煤机室	缆式线型感温	水幕
6. 封闭式运煤栈桥或运煤隧道(燃用褐煤或易自燃高挥发分煤种)	缆式线型感温	水喷雾或自动喷水
7. 煤仓间带式输送机层	缆式线型感温	水幕及水喷雾或自动喷水
8. 室内贮煤场	可燃气体	—
其他		
1. 柴油发电机室及油箱	感烟或感温组合	水喷雾、细水雾及其他介质
2. 油浸变压器室	缆式线型感温	

续表

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型	灭火介质及系统型式
3. 屋内高压配电装置	感烟	—
4. 汽机房至主控制楼电缆通道	缆式线型感温	—
5. 电缆竖井、电缆交叉、密集及中间接头部位	缆式线型感温	灭火装置
6. 主厂房内主蒸汽管道与油管道(在蒸汽管道上方)交叉处	感温	灭火装置
7. 电除尘控制室	感烟	—
8. 供氢站	可燃气体	—
9. 办公楼〔设置有风道(管)的集中空气调节系统且建筑面积大于 $3000m^2$〕	感烟	自动喷水
10. 点火油罐	缆式线型感温	泡沫灭火或其他介质
11. 油处理室	感温	—
12. 电缆隧道	缆式线型感温	水喷雾、细水雾或其他介质
13. 消防水泵房的柴油机驱动消防泵泵间	感温	水喷雾、细水雾或自动喷水

注:对于设置固定灭火系统的场所,宜采用两种同类或不同类的探测器组合探测方式。

7.1.9　50MW 机组容量以上的燃煤电厂,其运煤栈桥及运煤隧道与转运站、筒仓、碎煤机室、主厂房连接处应设水幕。

7.1.10　封闭式运煤系统建筑为钢结构时,应设置自动喷水灭火系统或水喷雾灭火系统。

7.1.11　机组容量为 300MW 以下的燃煤电厂,当油浸变压器容量为 9×10^4kV·A 及以上时,应设置火灾探测报警系统、水喷雾灭火系统或其他灭火系统。

3.3.2　火灾自动报警设置

规范引用　**《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)**

7.12.1　单机容量为 50～135MW 的燃煤电厂,应设置区域报警系统。

7.12.2　单机容量为 200MW 及以上的燃煤电厂,应设置控制中心报警系统。系统应配有火灾部位显示装置、打印机、火灾警报装置、电话插孔及应急广播系统。

7.12.3　200MW 级机组及以上容量的燃煤电厂,宜按以下原则划分火灾报警区域:

1. 每台机组为 1 个火灾报警区域(包括单元控制室、汽机房、锅炉房、煤仓间以及主变压器、启动变压器、联络变压器、厂用变压器、机组柴油发电机、脱硫系统的电控楼、空冷控制楼)。

2. 办公楼、网络控制楼、微波楼和通信楼火灾报警区域(包括控制室、计算机房及电缆夹层)。

3. 运煤系统火灾报警区域(包括控制室与配电间、转运站、碎煤机室、运煤栈桥及隧道、室内贮煤场或筒仓)。

4. 点火油罐火灾报警区域。

7.12.4 消防控制室应与单元控制室或主控制室合并设置。

7.12.5 集中火灾报警控制器应设置在运行值班负责人所在的单元控制室或主控制室内;区域报警控制器应设置在对应的火灾报警区域内。报警控制器的安装位置应便于操作人员监控。

7.12.6 火灾探测器的选择,应符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第7.1.7条、第7.1.8条的规定。

7.12.7 主厂房内的缆式线型感温探测器宜选用金属层结构型。

7.12.8 点火油罐区的火灾探测器及相关连接件应为防爆型。

7.12.9 运煤系统内的火灾探测器及相关连接件应为防水型。

7.12.10 火灾自动报警系统的警报音响应区别于其他系统的音响。

7.12.11 当火灾确认后,火灾自动报警系统应能将生产广播切换到火灾应急广播。

7.12.12 消防设施的就地启动、停止控制设备应具有明显标志,并应有防误操作保护措施。消防水泵的停运,应为手动控制。

7.12.13 可燃气体探测器的信号应接入火灾自动报警系统。

7.12.14 火灾自动报警系统的设计,应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)的有关规定。

3.3.2 变电站火灾报警系统

规范引用 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)

11.5.1 变电站的规划和设计,应同时设计消防给水系统。消防水源应有可靠的保证。

注:变电站内建筑物满足耐火等级不低于二级,体积不超过3000m³,且火灾危险性为戊类时,可不设消防给水。

11.5.2 变电站同一时间内的火灾次数应按一次确定。

11.5.3 变电站建筑室外消防用水量不应小于表3-12的规定。

表3-12 室外消防用水量 (单位:L/s)

建筑物耐火等级	建筑物火灾危险性类别	建筑物体积/m³				
		≤1500	1501～3000	3001～5000	5001～20000	20001～50000
一、二级	丙类	10	15	20	25	30
	丁、戊类	10	10	10	15	15

注:当变压器采用水喷雾灭火系统时,变压器室外消火栓用水量不应小于10L/s。

11.5.4 单台容量为125MVA及以上的主变压器应设置水喷雾灭火系统、合成型泡沫喷雾系统或其他固定式灭火装置。其他带油电气设备,宜采用干粉灭火器。地下变电站的油浸变压器,宜采用固定式灭火系统。

11.5.5 变电站户外配电装置区域(采用水喷雾的主变压器消火栓除外)可不设消火栓。

11.5.6 变电站建筑室内消防用水量不应小于表3-13的规定。

表 3-13　室内消火栓用水量

建筑物名称	高度、层数、体积	消火栓用水量/(L/s)	同时使用水枪数量/支	每支水枪最小流量/(L/s)	每根竖管最小流量/(L/s)
主控通信楼、配电装置楼、继电器室、变压器室、电容器室、电抗器室	高度≤24m 体积≤10000m³	5	2	2.5	5
	高度≤24m 体积>10000m³	10	2	5	10
	高度 24～50m	25	5	5	15
其他建筑	高度≥6 层或 体积≥10000m³	15	3	5	10

11.5.7　变电站内建筑物满足下列条件时可不设室内消火栓：

1. 耐火等级为一、二级且可燃物较少的丁、戊类建筑物。

2. 耐火等级为三、四级且建筑体积不超过 3000m³ 的丁类厂房和建筑体积不超过 5000m³ 的戊类厂房。

3. 室内没有生产、生活给水管道，室外消防用水取自贮水池且建筑体积不超过 5000m³ 的建筑物。

11.5.8　当室内消防用水总量大于 10L/s 时，地下变电站外应设置水泵接合器及室外消火栓。水泵接合器和室外消火栓应有永久性的明显标志。

11.5.9　变电站消防给水量应按火灾时一次最大室内和室外消防用水量之和计算。

11.5.10　消防水泵房应设直通室外的安全出口，当消防水泵房设置在地下时，其疏散出口应靠近安全出口。

11.5.11　一组消防水泵的吸水管不应少于 2 条；当其中 1 条损坏时，其余的吸水管应能满足全部用水量。吸水管上应装设检修用阀门。

11.5.12　消防水泵宜采用自灌式引水。

11.5.13　消防水泵房应有不少于 2 条出水管与环状管网连接，当其中 1 条出水管检修时，其余的出水管应能满足全部用水量。出水管上宜设检查用的放水阀门、安全卸压及压力测量装置。

11.5.14　消防水泵应设置备用泵，备用泵的流量和扬程不应小于最大 1 台消防泵的流量和扬程。

11.5.15　消防管道、消防水池的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB(50016—2014)的有关规定。

11.5.16　水喷雾灭火系统的设计，应符合现行国家标准《水喷雾灭火系统设计规范》(GB 50219—2014)的有关规定。

11.5.17　变电站应按表 3-14 的要求设置灭火器。

表 3-14　建筑物火灾危险类别及危险等级

建筑物名称	火灾危险类别	危险等级
主控制通信楼(室)	E(A)	严重
屋内配电装置楼(室)	E(A)	中

续表

建筑物名称	火灾危险类别	危险等级
继电器室	E(A)	中
油浸变压器(室)	混合	中
电抗器(室)	混合	中
电容器(室)	混合	中
蓄电池室	C	中
电缆夹层	E	中
生活、消防水泵房	A	轻

11.5.18 灭火器的设计应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140—2005)的有关规定。

11.5.19 设有消防给水的地下变电站,必须设置消防排水设施,并应符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)第7.7节的有关规定。

11.5.20 下列场所和设备应采用火灾自动报警系统:

1. 主控通信室、配电装置室、可燃介质电容器室、继电器室。
2. 地下变电站、无人值班的变电站,其主控通信室、配电装置室、可燃介质电容器室、继电器室应设置火灾自动报警系统,无人值班变电站应将火警信号传至上级有关单位。
3. 采用固定灭火系统的油浸变压器。
4. 地下变电站的油浸变压器。
5. 220kV及以上变电站的电缆夹层及电缆竖井。
6. 地下变电站、户内无人值班的变电站的电缆夹层及电缆竖井。

11.5.21 变电站主要设备用房和设备火灾自动报警系统应符合表3-15的规定。

表3-15 主要建(构)筑物和设备火灾探测报警系统

建筑物和设备	火灾探测器类型	备 注
主控通信室	感烟或吸气式感烟	
电缆层和电缆竖井	线型感温、感烟或吸气式感烟	
继电器室	感烟或吸气式感烟	
电抗器室	感烟或吸气式感烟	如选用含油设备时,采用感温
可燃介质电容器室	感烟或吸气式感烟	
配电装置室	感烟、线型感烟或吸气式感烟	
主变压器	线型感温或吸气式感烟(室内变压器)	

11.5.22 火灾自动报警系统的设计,应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)的有关规定。

11.5.23 户内、外变电站的消防控制室应与主控制室合并设置,地下变电站的消防控制室宜与主控制室合并设置。

3.3.3 水利水电工程火灾报警系统

(1)大型水力发电厂、大型水泵站的下列场所、部位,应设火灾自动报警系统:

①中央控制室和继电保护盘室;

②大、中型计算机房和通信室；

③单机容量为125MWA及以上的水轮发电机风罩内；

④设置在屋内和地下的110kV及以上油浸式变压器室，设置在屋外装有固定式灭火系统的油浸式变压器场；

⑤设置在屋内和地下的110kV及以上开敞式开关站；

⑥大型电缆室、大型电缆隧道和大型电缆竖井；

⑦厂房内装有固定式灭火系统的油罐室，油处理室；

⑧电梯机房。

（2）火灾自动报警系统的电气连线，应选用屏蔽型电缆，对油浸式主变压器和水轮发电机，应选用抗工频电磁场的探测器。

3.3.4 火灾探测器的设置

规范引用 《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)

5.1 一般规定

5.1.1 火灾探测器的选择应符合下列规定：

1. 对火灾初期有阴燃阶段，产生大量的烟和少量的热，很少或没有火焰辐射的场所，应选择感烟火灾探测器。

2. 对火灾发展迅速，可产生大量热、烟和火焰辐射的场所，可选择感温火灾探测器、感烟火灾探测器、火焰探测器或其组合。

3. 对火灾发展迅速，有强烈的火焰辐射和少量烟、热的场所，应选择火焰探测器。

4. 对火灾初期有阴燃阶段，且需要早期探测的场所，宜增设一氧化碳火灾探测器。

5. 对使用、生产可燃气体或可燃蒸气的场所，应选择可燃气体探测器。

6. 应根据保护场所可能发生火灾的部位和燃烧材料的分析，以及火灾探测器的类型、灵敏度和响应时间等选择相应的火灾探测器，对火灾形成特征不可预料的场所，可根据模拟试验的结果选择火灾探测器。

7. 同一探测区域内设置多个火灾探测器时，可选择具有复合判断火灾功能的火灾探测器和火灾报警控制器。

5.2 点型火灾探测器的选择

5.2.1 对不同高度的房间，可按表3-16选择点型火灾探测器。

表3-16 对不同高度的房间点型火灾探测器的选择

房间高度 h /m	点型感烟火灾探测器	点型感温火灾探测器			火焰探测器
		A1、A2	B	C、D、E、F、G	
$12<h\leqslant 20$	不适合	不适合	不适合	不适合	适合
$8<h\leqslant 12$	适合	不适合	不适合	不适合	适合
$6<h\leqslant 8$	适合	适合	不适合	不适合	适合
$4<h\leqslant 6$	适合	适合	适合	不适合	适合
$h\leqslant 4$	适合	适合	适合	适合	适合

注：表中A1、A2、B、C、D、E、F、G为点型感温探测器的不同类别，其具体参数应符合本规范附录C的规定。

5.2.2 下列场所宜选择点型感烟火灾探测器：
1. 饭店、旅馆、教学楼、办公楼的厅堂、卧室′办公室、商场、列车载客车厢等。
2. 计算机房、通信机房、电影或电视放映室等。
3. 楼梯、走道、电梯机房、车库等。
4. 书库、档案库等。
5.2.3 符合下列条件之一的场所，不宜选择点型离子感烟火灾探测器：
1. 相对湿度经常大于95%。
2. 气流速度大于5m/s。
3. 有大量粉尘、水雾滞留。
4. 可能产生腐蚀性气体。
5. 在正常情况下有烟滞留。
6. 产生醇类、醚类、酮类等有机物质。
5.2.4 符合下列条件之一的场所，不宜选择点型光电感烟火灾探测器：
1. 有大量粉尘、水雾滞留。
2. 可能产生蒸气和油雾。
3. 高海拔地区。
4. 在正常情况下有烟滞留。
5.2.5 符合下列条件之一的场所，宜选择点型感温火灾探测器；且应根据使用场所的典型应用温度和最高应用温度选择适当类别的感温火灾探测器：
1. 相对湿度经常大于95%。
2. 可能发生无烟火灾。
3. 有大量粉尘。
4. 吸烟室等在正常情况下有烟或蒸气滞留的场所。
5. 厨房，锅炉房、发电机房、烘干车间等不宜安装感烟火灾探测器的场所。
6. 需要联动熄灭"安全出P"标志灯的安全出口内侧。
7. 其他无人滞留且不适合安装感烟火灾探测器，但发生火灾时需要及时报警的场所。
5.2.6 可能产生阴燃火或发生火灾不及时报警将造成重大损失的场所，不宜选择点型感温火灾探测器；温度在0℃以下的场所，不宜选择定温探测器；温度变化较大的场所，不宜选择具有差温特性的探测器。
5.2.7 符合下列条件之一的场所，宜选择点型火焰探测器或图像型火焰探测器：
1. 火灾时有强烈的火焰辐射。
2. 可能发生液体燃烧等无阴燃阶段的火灾。
3. 需要对火焰做出快速反应。
5.2.8 符合下列条件之一的场所，不宜选择点型火焰探测器和图像型火焰探测器：
1. 在火焰出现前有浓烟扩散。
2. 探测器的镜头易被污染。
3. 探测器的"视线"易被油雾、烟雾、水雾和冰雪遮挡。
4. 探测区域内的可燃物是金属和无机物。
5. 探测器易受阳光、白炽灯等光源直接或间接照射。
5.2.9 探测区域内正常情况下有高温物体的场所，不宜选择单波段红外火焰探测器。

5.2.10　正常情况下有明火作业，探测器易受X射线、弧光和闪电等影响的场所，不宜选择紫外火焰探测器。

5.2.11　下列场所宜选择可燃气体探测器：

1. 使用可燃气体的场所。

2. 燃气站和燃气表房以及存储液化石油气罐的场所。

3. 其他散发可燃气体和可燃蒸气的场所。

5.2.12　在火灾初期产生一氧化碳的下列场所可选择点型一氧化碳火灾探测器：

1. 烟不容易对流或顶棚下方有热屏障的场所。

2. 在棚顶上无法安装其他点型火灾探测器的场所。

3. 需要多信号复合报警的场所。

5.2.13　污物较多且必须安装感烟火灾探测器的场所，应选择间断吸气的点型采样吸气式感烟火灾探测器或具有过滤网和管路自清洗功能的管路采样吸气式感烟火灾探测器。

5.3　线型火灾探测器的选择

5.3.1　无遮挡的大空间或有特殊要求的房间，宜选择线型光束感烟火灾探测器。

5.3.2　符合下列条件之一的场所，不宜选择线型光束感烟火灾探测器：

1. 有大量粉尘、水雾滞留。

2. 可能产生蒸气和油雾。

3. 在正常情况下有烟滞留。

4. 固定探测器的建筑结构由于振动等原因会产生较大位移的场所。

5.3.3　下列场所或部位，宜选择缆式线型感温火灾探测器：

1. 电缆隧道、电缆竖井、电缆夹层、电缆桥架。

2. 不易安装点型探测器的夹层、闷顶。

3. 各种皮带输送装置。

4. 其他环境恶劣不适合点型探测器安装的场所。

5.3.4　下列场所或部位，宜选择线型光纤感温火灾探测器：

1. 除液化石油气外的石油储罐。

2. 需要设置线型感温火灾探测器的易燃易爆场所。

3. 需要监测环境温度的地下空间等场所宜设置具有实时温度监测功能的线型光纤感温火灾探测器。

4. 公路隧道、敷设动力电缆的铁路隧道和城市地铁隧道等。

5.3.5　线型定温火灾探测器的选择，应保证其不动作温度符合设置场所的最高环境温度的要求。

5.4　吸气式感烟火灾探测器的选择

5.4.1　下列场所宜选择吸气式感烟火灾探测器：

1. 具有高速气流的场所。

2. 点型感烟、感温火灾探测器不适宜的大空间、舞台上方、建筑高度超过12m或有特殊要求的场所。

3. 低温场所。

4. 需要进行隐蔽探测的场所。

5. 需要进行火灾早期探测的重要场所。

6. 人员不宜进入的场所。

5.4.2 灰尘比较大的场所,不应选择没有过滤网和管路自清洗功能的管路采样式吸气感烟火灾探测器。

6.1 火灾报警控制器和消防联动控制器的设置

6.1.1 火灾报警控制器和消防联动控制器,应设置在消防控制室内或有人值班的房间和场所。

6.1.2 火灾报警控制器和消防联动控制器等在消防控制室内的布置,应符合《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)第3.4.8条的规定。

6.1.3 火灾报警控制器和消防联动控制器安装在墙上时,其主显示屏高度宜为1.5~1.8m,其靠近门轴的侧面距墙不应小于0.5m,正面操作距离不应小于1.2m。

6.1.4 集中报警系统和控制中心报警系统中的区域火灾报警控制器在满足下列条件时,可设置在无人值班的场所:

1. 本区域内无需要手动控制的消防联动设备。

2. 本火灾报警控制器的所有信息在集中火灾报警控制器上均有显示,且能接收起集中控制功能的火灾报警控制器的联动控制信号,并自动启动相应的消防设备。

3. 设置的场所只有值班人员可以进入。

6.2 火灾探测器的设置

6.2.1 探测器的具体设置部位应按《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)附录D采用。

6.2.2 点型火灾探测器的设置应符合下列规定:

1. 探测区域的每个房间应至少设置一只火灾探测器。

2. 感烟火灾探测器和A1、A2、B型感温火灾探测器的保护面积和保护半径,应按表3-17确定;C、D、E、F、G型感温火灾探测器的保护面积和保护半径,应根据生产企业设计说明书确足,但不应超过表3-17的规定。

表3-17 感烟火灾探测器和A1、A2、B型感温火灾探测器的保护面积和保护半径

火灾探测器的种类	地面面积 S/m^2	房间高度 h/m	一只探测器的保护面积A和保护半径R					
			屋顶坡度θ					
			$\theta\leqslant15°$		$15°<\theta\leqslant30°$		$\theta>15°$	
			A/m^2	R/m^2	A/m^2	R/m^2	A/m^2	R/m^2
感烟探测器	$S\leqslant80$	$h\leqslant12$	80	6.7	80	7.2	80	8.0
	$S>80$	$6<h\leqslant12$	80	6.7	100	8.0	120	9.9
		$h\leqslant6$	60	5.8	80	7.2	100	9.0
感温探测器	$S\leqslant30$	$h\leqslant8$	30	4.4	30	4.9	30	5.5
	$H>30$	$h\leqslant8$	20	3.6	30	4.9	40	6.3

注:建筑高度不超过14m的封闭探测空间,且火灾初期会产生大量的烟时,可设置点型感烟火灾探测器。

3. 感烟火灾探测器、感温火灾探测器的安装间距,应根据探测器的保护面积A和保护半径R确定,并不应超过《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)附录E探测器安装间距的极限曲线D_1-D_{11}(含D'_9)规定的范围。

4. 一只探测区域内所需设置的探测器数量,不应小于公式(6.2.2)的计算值:

$$N = \frac{S}{K \cdot A} \tag{6.2.2}$$

式中：N——探测器数量（只），N 应取整数；

S——该探测区域面积（m^2）；

K——修正系数，容纳人数超过 10000 人的公共场所宜取 0.7～0.8；容纳人数为 2000 人～10000 人的公共场所宜取 0.8～0.9，容纳人数为 500 人～2000 人的公共场所宜取 0.9～1.0，其他场所可取 1.0；

A——探测器的保护面积（m^2）。

6.2.3 在有梁的顶棚上设置点型感烟火灾探测器、感温火灾探测器时，应符合下列规定：

1. 当梁突出顶棚的高度小于 200mm 时，可不计梁对探测器保护面积的影响。

2. 当梁突出顶棚的高度为 200mm～600mm 时，应按《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)附录 F、附录 G 确定梁对探测器保护面积的影响和一只探测器能够保护的梁间区域的数量。

3. 当梁突出顶棚的高度超过 600mm 时，被梁隔断的每个梁间区域应至少设置一只探测器。

4. 当被梁隔断的区域面积超过一只探测器的保护面积时，被隔断的区域应按《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)第 6.2.2 条第 4 款规定计算探测器的设置数量。

5. 当梁间净距小于 1m 时，可不计梁对探测器保护面积的影响。

6.2.4 在宽度小于 3m 的内走道顶棚上设置点型探测器时，宜居中布置。感温火灾探测器的安装间距不应超过 10m；感烟火灾探测器的安装间距不应超过 15m；探测器至端墙的距离，不应大于探测器安装间距的 1/2。

6.2.5 点型探测器至墙壁、梁边的水平距离，不应小于 0.5m。

6.2.6 点型探测器周围 0.5m 内，不应有遮挡物。

6.2.7 房间被书架、设备或隔断等分隔，其顶部至顶棚或梁的距离小于房间净高的 5% 时，每个被隔开的部分应至少安装一只点型探测器。

6.2.8 点型探测器至空调送风口边的水平距离不应小于 1.5m，并宜接近回风口安装。探测器至多孔送风顶棚孔口的水平距离不应小于 0.5m。

6.2.9 当屋顶有热屏障时，点型感烟火灾探测器下表面至顶棚或屋顶的距离，应符合表 3-18 的规定。

表 3-18 点型感烟火灾探测器下表面至顶棚或屋顶的距离

探测器的安装高度 h/m	点型感烟火灾探测器下面至顶棚或屋顶的距离 d/mm					
	顶棚或屋顶坡度 θ					
	$\theta \leqslant 15°$		$15° < \theta \leqslant 30°$		$\theta > 30°$	
	最小	最大	最小	最大	最小	最大
$h \leqslant 6$	30	200	200	300	300	500
$6 < h \leqslant 8$	70	250	250	400	400	600
$8 < h \leqslant 10$	100	300	300	500	500	700
$10 < h \leqslant 12$	150	350	350	600	600	800

6.2.10 锯齿形屋顶和坡度大于15°的人字形屋顶，应在每个屋脊处设置一排点型探测器，探测器下表面至屋顶最高处的距离，应符合《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116—2013)第6.2.9条的规定。

6.2.11 点型探测器宜水平安装。当倾斜安装时，倾斜角不应大于45°。

6.2.12 在电梯井、升降机井设置点型探测器时，其位置宜在井道上方的机房顶棚上。

6.2.13 一氧化碳火灾探测器可设置在气体能够扩散到的任何部位。

6.2.14 火焰探测器和图像型火灾探测器的设置，应符合下列规定：

1. 应计算探测器的探测视角及最大探测距离，可通过选择探测距离长、火灾报警响应时间短的火焰探测器，提高保护面积要求和报警时间要求。

2. 探测器的探测视角内不应存在遮挡物。

3. 应避免光源直接照射在探测器的探测窗口。

4. 单波段的火焰探测器不应设置在平时有阳光、由炽灯等光源直接或间接照射的场所。

6.2.15 线型光束感烟火灾探测器的设置应符合下列规定：

1. 探测器的光束轴线至顶棚的垂直距离宜为0.3～1.0m，距地高度不宜超过20m。

2. 相邻两组探测器的水平距离不应大于14m，探测器至侧墙水平距离不应大于7m，且不应小于0.5m，探测器的发射器和接收器之间的距离不宜超过100m。

3. 探测器应设置在固定结构上。

4. 探测器的设置应保证其接收端避开日光和人工光源直接照射。

5. 选择反射式探测器时，应保证在反射板与探测器间任何部位进行模拟试验时，探测器均能正确响应。

6.2.16 线型感温火灾探测器的设置应符合下列规定：

1. 探测器在保护电缆、堆垛等类似保护对象时，应采用接触式布置；在各种皮带输送装置上设置时，宜设置在装置的过热点附近。

2. 设置在顶棚下方的线型感温火灾探测器，至顶棚的距离宜为0.1m。探测器的保护半径应符合点型感温火灾探测器的保护半径要求；探测器至墙壁的距离宜为1～1.5m。

3. 光栅光纤感温火灾探测器每个光栅的保护面积和保护半径，应符合点型感温火灾探测器的保护面积和保护半径要求。

4. 设置线型感温火灾探测器的场所有联动要求时，宜采用两只不同火灾探测器的报警信号组合。

5. 与线型感温火灾探测器连接的模块不宜设置在长期潮湿或温度变化较大的场所。

6.2.17 管路采样式吸气感烟火灾探测器的设置，应符合下列规定：

1. 非高灵敏型探测器的采样管网安装高度不应超过16m；高灵敏型探测器的采样管网安装高度可超过16m；采样管网安装高度超过16m时，灵敏度可调的探测器应设置为高灵敏度，且应减小采样管长度和采样孔数量。

2. 探测器的每个采样孔的保护面积、保护半径，应符合点型感烟火灾探测器的保护面积、保护半径的要求。

3. 一个探测单元的采样管总长不宜超过200m，单管长度不宜超过100m，同一根采样管不应穿越防火分区。采样孔总数不宜超过100个，单管上的采样孔数量不宜超过25个。

4. 当采样管道采用毛细管布置方式时，毛细管长度不宜超过4m。

5. 吸气管路和采样孔应有明显的火灾探测器标识。

6. 有过梁、空间支架的建筑中，采样管路应固定在过梁、空间支架上。

7. 当采样管道布置形式为垂直采样时，每2℃温差间隔或3m间隔（取最小者）应设置一个采样孔，采样孔不应背对气流方向。

8. 采样管网应按经过确认的设计软件或方法进行设计。

9. 探测器的火灾报警信号、故障信号等信息应传给火灾报警控制器，涉及消防联动控制时，探测器的火灾报警信号还应传给消防联动控制器。

6.2.18　感烟火灾探测器在格栅吊顶场所的设置，应符合下列规定：

1. 镂空面积与总面积的比例不大于15％时，探测器应设置在吊顶下方。

2. 镂空面积与总面积的比例大于30％时，探测器应设置在吊顶上方。

3. 镂空面积与总面积的比例为15％～30％时，探测器的设置部位应根据实际试验结果确定。

4. 探测器设置在吊顶上方且火警确认灯无法观察时，应在吊顶下方设置火警确认灯。

5. 地铁站台等有活塞风影响的场所，镂空面积与总面积的比例为30％～70％时，探测器宜同时设置在吊顶上方和下方。

6.2.19　本规范未涉及的其他火灾探测器的设置应按企业提供的设计手册或使用说明书进行设置，必要时可通过模拟保护对象火灾场景等方式对探测器的设置情况进行验证。

6.3　手动火灾报警按钮的设置

6.3.1　每个防火分区应至少设置一只手动火灾报警按钮。从一个防火分区内的任何位置到最邻近的手动火灾报警按钮的步行距离不应大于30m。手动火灾报警按钮宜设置在疏散通道或出入口处。列车上设置的手动火灾报警按钮，应设置在每节车厢的出入口和中间部位。

6.3.2　手动火灾报警按钮应设置在明显和便于操作的部位。当采用壁挂方式安装时，其底边距地高度宜为1.3～1.5m，且应有明显的标志。

4 电气主接线

4.1 电气主接线设计的基本要求(含接入系统设计要求)

4.1.1 电气主接线设计的基本要求

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气第一部分)

二、主接线设计的基本要求

主接线应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。

(一)可靠性

供电可靠性是电力生产和分配的首要要求,主接线首先应满足这个要求。

1. 研究主接线可靠性应注意的问趣

(1)应重视国内外长期运行的实践经验及其可靠性的定性分析。主接线可靠性的衡量标准是运行实践,至于可靠性的定量分析由于基础数据及计算方法尚不完善,计算结果不够准确,因而目前仅作为参考。

(2)主接线的可靠性要包括一次部分和相应组成的二次部分在运行中可靠性的综合。

(3)主接线的可靠性在很大程度上取决于设备的可靠程度,采用可靠性高的电气设备可以简化接线。

(4)要考虑所设计发电厂、变电所在电力系统中的地位和作用。

2. 主接线可靠性的具体要求

(1)断路器检修时,不宜影响对系统的供电。

(2)断路器或母线故障以及母线检修时,尽量减少停运的回路数和停运时间,并要保证对一级负荷及全部或大部分二级负荷的供电。

(3)尽量避免发电厂、变电所全部停运的可能性。

(4)大机组超高压电气主接线应满足可靠性的特殊要求。

(二)灵活性

主接线应满足在调度、检修及扩建时的灵活性。

(1)调度时,应可以灵活地投入和切除发动机、变压器和线路,调配电源和负荷,满足系统在事故运行方式、检修运行方式以及特殊运行方式下的系统调度要求。

(2) 检修时,可以方便地停运断路器、母线及其继电保护设备,进行安全检修而不致影响电力网的运行和对用户的供电。

(3)扩建时,可以容易地从初期接线过渡到最终接线。在不影响连续供电或停电时间最短的情况下,投入新装机组、变压器或线路而不互相干扰,并且对一次和二次部分的改建工作量最少。

(三)经济性

主接线在满足可靠性、是活性要求的前提下做到经济合理。

1. 投资省

(1)主接线应力求简单,以节省断路器、隔离开关、电流和电压互感器、避雷器等一次设备。

(2)要能使继电保护和二次回路不过于复杂,以节省二次设备和控制电缆。

(3)要能限制短路电流,以便于选择价廉的电气设备或轻型电器。

(4)如能满足系统安全运行及继电保护要求,110kV 及以下终端或分支变电所可采用简易电器。

2. 占地面积小

主接线设计为为配电装置布置创造条件,尽最使占地面积减少。

3. 电能损失少

经济合理地选择主变压器的种类(双绕组、三绕组或自耦变压器)、容量、数量,要避免因两次变压而增加电能损失。

此外,在系统规划设计中,要避免建立复杂的操作枢组,为简化主接线,发电厂、变电所接入系统的电压等级一般不超过两种。

4.1.2 接入系统对发电机与主变压器的要求

(1)容量为 60MW 及以下机组的发电厂,接于发电机电压母线的主变压器不应少于两台,其总容量应在考虑逐年负荷发展的基础上满足下列要求:

①发电机电压母线的负荷为最小时,能将剩余功率送入电力系统;

②发电机电压母线的最大一台发电机停运或因供热机组热负荷变动而需限制本厂出力时,应能从电力系统受电,以满足发电机电压母线最大负荷的需要。

(2)与容量为 300MW 及以下机组单元连接的主变压器,若不受运输条件的限制,应采用三相变压器;与容量为 600MW 机组单元连接的主变压器应综合运输和制造条件,经技术经济比较可采用单相或三相变压器。当选用单相变压器组时,应按所连接电力系统的设备的条件,确定是否需要装设备用相。

(3)容量为 200MW 及以上的发电机与主变压器为单元连接时,该变压器的容量可按发电机的最大连续容量扣除一台厂用工作变压器的计算负荷和变压器绕组的平均温升在标准环境温度或冷却水温度下不超过 65℃的条件进行选择。

(4)最小机组容量为 100MW 及以上发电厂的出线电压不应超过两种。发电厂附近少量的负荷宜由地区网供电。对热电厂附近地区负荷的供电电压及供电方式应经技术经济比较确定。

(5)当最大机组容量为 125MW 及以下的发电厂以两种升高电压向用户供电或与电力系统连接时,其主变压器宜采用三绕组变压器,但每个绕组的通过功率应达到该变压器额定

容量的15%以上。容量为200MW及以上的机组不宜采用三绕组变压器,如高压和中压间需要联系时,可在发电厂设置联络变压器或经变电所进行联络。连接两种升高电压的三绕组变压器不宜超过两台。若两种升高电压均系中性点直接接地系统,且技术经济合理时,可选用自耦变压器,但主要潮流方向应为低压向高压送电。

(6)对潮流变化大和电压偏移大的联络变压器可采用有载调压变压器。

4.2 各级电压配电装置的基本接线设计

4.2.1 6～220kV 主接线

规范引用 《电力系统设计手册》

二、6～220kV 主接线

6～220kV 高压配电装置的接线分为:

①有汇流母线的接线。如单母线、单母线分段,双母线、双母线分段,为断路器检修而增设旁路母线或旁路隔离开关,以及适应电力系统的需要部分重要厂(所)也可设计成一个半断路器的接线型式等。

②无汇流母线的接线。如变压器——线路组合的单元接线、桥形接线和角形接线等。

6～220kV 高压配电装置的接线方式,决定于电压等级及出线回路数,按电压等级的高低和出线回路数的多少,有一个大致的适用范围。

1. 变压器——线路单元接线(图 4-1)

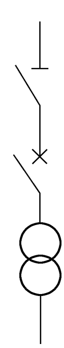


图 4-1 变压器——线路单元接线

①优点:接线最简单,设备最少,不需高压配电装置。

②缺点:线路故障或检修时,变压器要停运;变压器故障或检修时,线路要停运。

③适用范围:只有一台变压器和一回线路时;当发电厂内不设高压配电装置、直接将电能送至系统枢纽变电所时。

2. 桥形接线(图 4-2)

当两个变压器——线路单元接线相互连接时,可接成桥形接线。连接桥断路器装于靠近主变压器侧,称内桥形接线;连接桥断路器装于靠近出线侧,称外桥形接线。

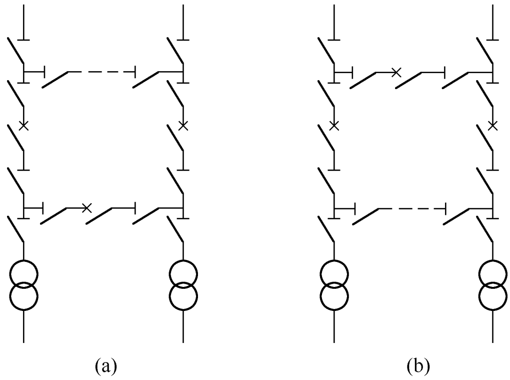


图 4-2 桥形接线
(a)内桥形接线;(b)外桥形接线

1)内桥形接线

(1)优点:高压断路器数量少,四个元件只需三台断路器。

(2)缺点:

①变压器的切除和投入较复杂,需操作两台断路器并影响一个回线路暂时停运;

②连接桥断路器检修时,两个回路需解列运行;

③出线断路器检修时,线路要在此期间停运。

(3)适用范围:适用于容量较小的发电厂、变电所,并且变压器不经常切换或线路较长、故障率较高的情况。

2)外桥形接线

(1)优点:同内桥形接线。

(2)缺点:

①线路的切除和投入较复杂,需操作两台断路器,并有一台变压器暂时停运;

②连接桥断路器检修时,两个回路需解列运行;

③变压器侧断路器检修时,变压器需在此期间停运。

(3)适用范围:适用于容量较小的发电厂、变电所,并且变压器的切换较频繁或线路较短、故障较少的情况。当线路有穿越功率时,也宜采用外桥形接线。

3. 3～5 角形接线(图 4-3)

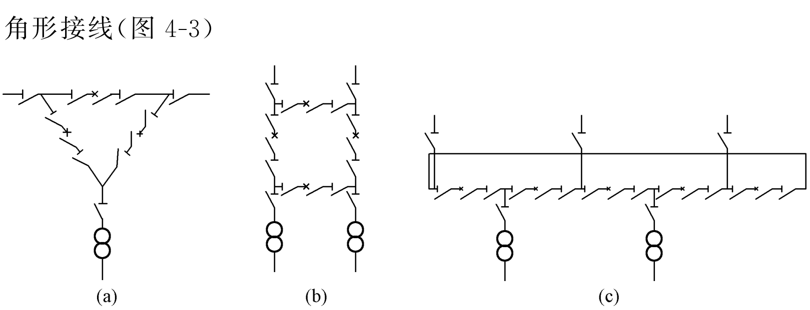


图 4-3 3～5 角形接线
(a)3 角形接线;(b)4 角形接线;(c)5 角形接线

为减少因断路器检修而开环运行的时间,保证角形接线运行可靠性,以采用 3～5 角形

为宜，并且变压器与出线回路宜对角对称布置。

(1)优点

①投资省，平均每回路只需装设一台断路器。

②没有汇流母线，在接线的任一段上发生故障，只需切除一段与其相连接的元件，对系统运行的影响较小。

③接线成闭合环形，在闭环运行时，可靠性、灵活性较高。

④每回路由两台断路器供电，任一台断路器检修，不需中断供电，也不需旁路设施。隔离开关只作为检修时隔离之用，以减少误操作的可能性。

⑤占地面积小。多角形接线占地面积是普通中型双母线带旁路母线接线的 40%，对地形狭窄地区和地下洞内布置较合适。

(2)缺点

①任何一台断路器检修都成开环运行，因而降低了接线的可靠性。

②每个进出线回路都连接着两台断路器，每台断路器又连着两个回路，从而使继电保护和控制回路接线复杂。

(3)适用范围

适用于能一次建成的、最终进出线为 3～5 回的 110KV 及以上电压的配电装置，不宜用于有再扩建可能的发电厂、变电所中。

4. 单母线接线(图 4-4)

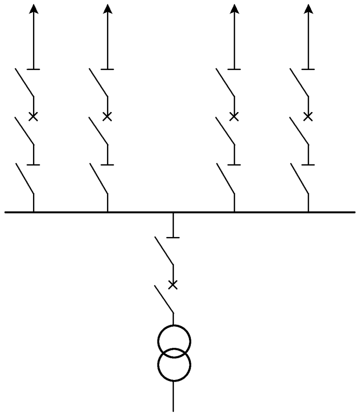


图 4-4 单母线接线

(1)优点：接线简单清晰、设备少，操作方便，便于扩建和采用成套配电装置。

(2)缺点：不够灵活可靠，母线或隔离开关故障或检修，均需使整个配电装置停电。

(3)适用范围：

①35～63kV 配电装置的出线回路数不超过 3 回时；

②110～220kV 配电装置的出线回路数不超过 2 回时。

5. 单母线分段接线(图 4-5)

(1)优点：

①用断路器把母线分段后，对重要用户可从不同段引出两个回路，有两个电源供电；

②当一段母线发生故障时，分段断路器能自动将故障切除，保证正常段母线不间断供电

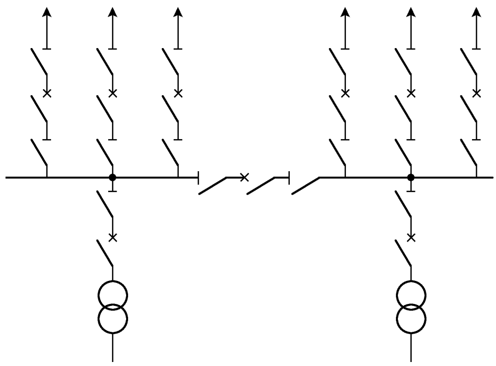


图 4-5　单母线分段接线

和不致使重要用户停电。

(2)缺点：

①当一段母线或母线隔离开关故障或检修时，该段母线的回路都要在检修期间内停电；

②当出线为双回路时，常使架空线出现交叉跨越；

③扩建时需向两个方向均衡扩建。

(3)适用范围：

①35～63kV 配电装置出线回路数为 4～8 回时；

②110～220kV 配电装置出线回路数为 3～4 回时。

6．双母线接线(图 4-6)

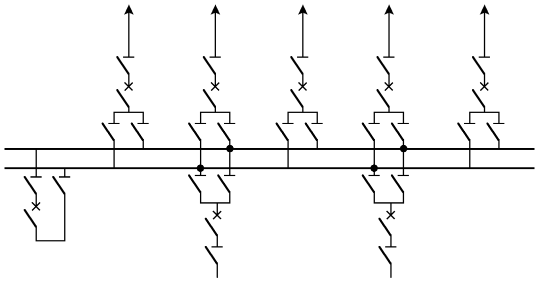


图 4-6　双母线接线

由于母线保护要求，一般某一回路固定与某一组母线连接，以固定连接方式运行。

(1)优点：

①供电可靠，通过两组母线隔离开关的倒换操作，可以轮流检修一组母线而不致使供电中断，一组母线故障后，能迅速恢复供电，检修任一回路的母线隔离开关，可只停该回路；

②调度灵活，各个电源和各回路负荷可以任意分配到某一组母线上，能灵活地适应系统中各种运行方式和潮流变化的需要；

③扩建方便，向双母线的左右任何一个方向扩建，均不影响两组母线的电源和负荷的均匀分配，不会引起原有回路的停电，当有双回架空线路时，可以顺序布置，以致连接不同的母线段时，也不会产生出线的交叉跨越；

④运行中便于安排设备进行调试。

(2)缺点：

①每一回路都要增加一组母线隔离开关，故该接线使用隔离开关多；

②当母线故障或检修时,隔离开关作为倒换操作电器,容易误操作。

(3)适用范围:

①35～63kV 配电装置当出线网路数超过 8 回时,或连接的电源较多、负荷较大时;

②110～220kV 配电装置出线回路数为 5 回及以上时;或当 110～220kV 配电装置在系统中居重要地位,出线回路数为 4 回以上时。

7. 双母线分段接线(图 4-7)

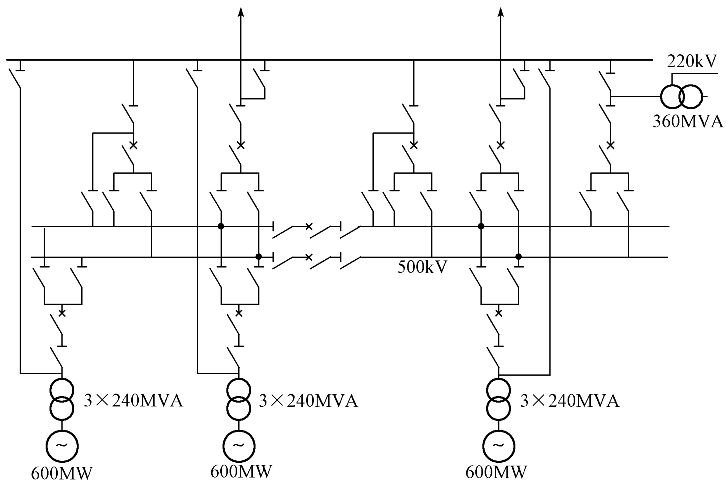


图 4-7　双母线四分段带旁路母线接线

当 220kV 进出线回路数甚多、双母线需要分段时,分段原则是:

(1)当进出线回路散为 10～14 回时,在一组母线上用断路器分段。

(2)当进出线回路散为 15 回及以上时,两组母线均用断路器分段。

(3)为了限制某种运行方式下 220kV 母线短路电流或系统解列运行的要求,可根据需要将母线分段。

(4)在双母线分段接线中,均装设两台母联兼旁路断路器。

8. 增设旁路母线(图 4-8)

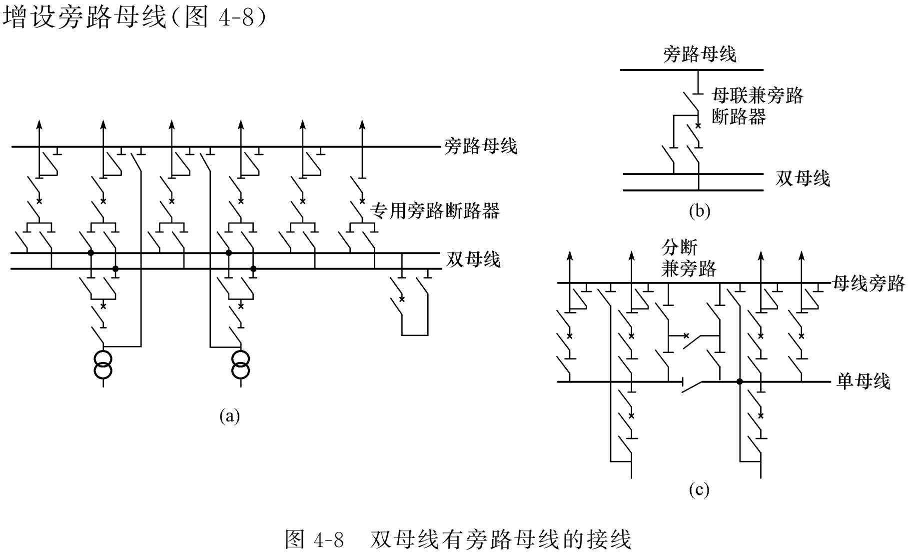


图 4-8　双母线有旁路母线的接线

(a)有专用旁路;(b)母联兼旁路;(c)分段兼旁路

为保证采用单母线分段或双母线的配电装置在进出线断路器柱修时不中断对用户的供电，可增设旁路母线。

旁路母线有三种接线方式，即设有专用旁路断路器[图 4-8(a)]、母联断路器兼作旁路断路器[图 4-8(b)]、分段断路器兼作旁路断路器[图 4-8(c)]。

4.2.2　300～500kV 超高压配电装置的基本接线

规范引用　**《电力系统设计手册》**

三、330～500kV 超高压配电装置的基本接线

我国 330～500kV 超高压配电装置采用的接线有：双母线三分段（或四分段）带旁路母线（或带旁路隔离开关）接线、一个半断路器接线、变压器——母线接线和 3～5 角形接线。

（一）双母线三分段（或四分段）带旁路母践（或带旁路隔离开关）接线

330～500kV 超高压配电装置接线的可靠性要求高，为限制故障范围，当进出线为 6 回及以上时，一般采用双母线三分段（或四分段）带旁路（或带旁路隔离开关）的接线。

1. 故障停电范围

当一段母线故障或连接在母线上的进出线断路器故障时，停电范围不超过整个母线的 1/3（三分段时）或 1/4（四分段时），当一段母线故障并且分段或母联断路器拒动时，停电范围不超过整个母线的 2/3 或 1/2。

采用双母线三或四分段接线时，要注意解决分段后母线保护的复杂性问题。

2. 分段原则

330～500kV 双母线带旁路母线接线按下列原则分段：

（1）为保证供电可靠性，每段母线接 2～3 个回路。

（2）当最终进出线回路数为 6～7 回时，宜采用双母线三分段带旁路母线接线，并装设两台母联兼旁路断路器；当回路敫为 8 回及以上时，宜采用双母线四分段带旁路母线接线，除装设两台母联兼旁路断路器外，还应预留装设一台旁路断路器的位置。

（3）电源与负荷宜均匀分配在各段母线上，日本采用双母线分段接线是不带旁路母线的，我国目前由于 SF_6 断路器质量尚未达到 20 年以上检修一次的水平，而且供电较紧张，故需要专设旁路母线或旁路隔离开关。但随着技术的发展，今后也可取消，以减少旁路母线及其占地面积，并且避免了复杂的带旁路操作。

（二）一个半断路器接线（图 4-9）

一个半断路器接线是一种设有多回路集结点、一个回路由两台断路器供电的双重连接的多环形接线，是现代国内外大型电厂和变电所超高压配电装置广泛应用的一种接线。

1. 一个半断路器接线的特点

（1）有高度可靠性。每一回路由两台断路器供电，发生母线故障时，只跳开与此母线相连的所有断路器，任何回路不停电。在事故与检修相重台情况下的停电回路不会多于两回。

（2）运行调度灵活性。正常时两组母线和全部断路器都投入工作，从而形成多环形供电，运行调度灵活。

（3）操作检修方便。隔离开关仅供检修时用，避免了将隔离开关作操作用时的倒闸操作。检修断路器时，不需带旁路的倒闸操作。检修母线时，回路不需要切换。

选用一个半断路器接线时，要注意：

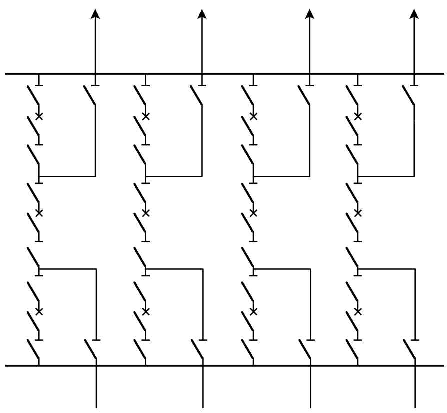


图 4-9 一个半断路器接线

(1)由于一个回路连接着两台断路器,一台中间断路器连接着两个回路,故使继电保护及二次回路复杂。要注意解决保护接于和电流问题、重合闸问题、失灵保护问题、二次线安装单位划分问题等。

(2)接线至少应有三个串(每串为三台断路器,接两个回路),才能形成多环形,当只有两个串时,属于单环形,类同角形接线。

2. 成串配置原则

为提高一个半断路器接线的可靠性,防止同名回路(双回路出线或两台主变压器)同时停电的缺点,可按下述原则成串配置。

(1)同名网路应布置在不同串上,以免当一串的中间断路器故障(或一串中母线侧断路器检修)、同时串中另一侧回路故障时,该串中两个同名回路同时断开。

(2)如有一串配两条线路时,应将电源线路和负荷线路配成一串。

(3)对待特别重要的同名回踣,可考虑分别交替接入不同侧母线,即"交替布置"。这种布置可避免当一串中的中间断路器检修并发生同名回路串的母线侧断路器故障时,将配置在同侧母线的同名回路同时断开。由于这种同名回路同时停电的几率甚小,而且一个串常需占据两个间隔,增加了架构和引线的复杂性,扩大了占地面积。因此,日本、美国等一般不考虑交替布置,在我国也仅限于特别重要的同名回路,如发电厂的初期仅两个串时,才采用这种交替布置;变电所只有两台主变压器时,也宜采用。

(三)变压器——母线接线(图 4-10)

1. 接线特点

(1)出线采用双断路器,以保证高度可靠性。但当线路较多时,出线可采用一个半断路器。

(2)选用质量可靠的主变压器,直接将主变压器经隔离开关连接到母线上,以节省断路器。

(3)变压器故障时,连接于母线上的断路器跳开,但不影响其他回路供电。变压器用隔离开关断开后,母线即可恢复供电。

2. 适用范围

(1)长距离大容量输电线路,系统稳定性问题较突出,要求线路有高度可靠性。

(2)主变压器的质量可靠,故障率甚低。

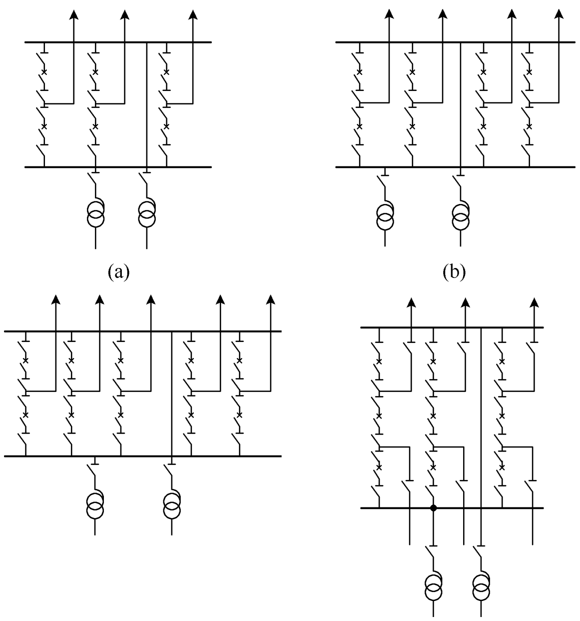

(a) (b) (c) (d)

图 4-10 5～8 个回路时的变压器——母线接线
(a)5 个回路;(b)6 个回路;(c)7 个回路;(d)8 个回路

(3)进出线为 5～7 回。

4.3 各种电气主接线形式设计

4.3.1 大中型火力发电厂的电气主接线设计

规范引用 《大中型火力发电厂设计规范》(GB 50660—2011)

16.2.1 火力发电厂电气主接线设计应符合下列规定:

1. 应根据电力系统性质、系统规划、容量、环境条件和电厂的安全可靠、运行灵活、经济合理及操作维修方便等要求,合理选择方案。

2. 应根据电厂在系统中所处的地位、规划容量、工程特点及所采用的设备条件,做到远、近期结合,应以近期为主,并应适当留有扩建的条件。

3. 当电厂初期建设机组 2 台及以下,出线回路数少时,宜简化电气主接线,并应采取便于扩建改造、减少停电损失的过渡措施。

4. 应与高压厂用备用或启动/备用电源引接方案统筹设计。

16.2.2 当配电装置不再扩建,能满足电厂运行要求,且电网对电厂主接线没有特殊要求时,宜简化接线形式,可采用发电机—变压器—线路组接线、桥形接线或角形接线。

16.2.3 若接入电力系统火力发电厂的机组容量相对较小,与电力系统不匹配,且技术经济合理时,可将两台发电机与一台双绕组变压器或分裂绕组变压器作扩大单元连接,也可

将两组发电机双绕组变压器组共用一台高压侧断路器作联合单元连接。并应在发电机与主变压器之间装设发电机断路器或负荷开关。

16.2.4 125MW级的发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时,在发电机与变压器之间宜装设发电机断路器或负荷开关,厂用分支线应接在变压器与该断路器之间。

16.2.5 125～300MW级的发电机与双绕组变压器为单元连接时,在发电机与变压器之间不宜装设发电机断路器或负荷开关。

16.2.6 600MW级及以上机组,根据工程具体情况,经技术经济论证合理时,在发电机与变压器之间可装设发电机断路器或负荷开关,主变压器或高压厂用工作变压器宜采用有载调压方式,当根据机组接入系统的变电站电压波动范围经计算机组正常运行和启停高压厂用母线电压水平满足要求时,也可采用无励磁调压方式。

16.2.7 200MW级及以上发电机的引出线及其分支线应采用全连式分相封闭母线。

16.2.8 发电机中性点的接地方式可采用不接地、经消弧线圈或高电阻接地的方式。300MW级及以上的发电机应采用中性点经高电阻或消弧线圈的接地方式。

16.2.9 发电机(升压)主变压器中性点接地方式应根据所处电网的中性点接地方式及系统继电保护的要求确定。在110～750kV有效接地系统中,110kV及220kV系统中主变压器中性点可采用直接或经接地电抗器接地方式;330～750kV系统中主变压器中性点可采用直接接地或经小电抗器接地方式。

16.2.10 35～220kV配电装置的接线方式应按火力发电厂在电力系统中的地位、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、配电装置形式,以及火力发电厂的运行可靠性和灵活性的要求、火力发电厂的单机容量和规划容量等条件确定,并应符合下列规定:

1. 当配电装置在电力系统中居重要地位、负荷大、潮流变化大且出线回路数较多时,宜采用双母线或双母线分段的接线。

2. 300～600MW级机组的220kV配电装置,当采用双母线分段接线不能满足电力系统稳定和地区供电可靠性的要求时,可采用3/2断路器接线。

3. 当35～66kV配电装置采用单母线分段接线且断路器无条件停电检修时,可设置不带专用旁路断路器的旁路母线;当采用双母线接线时,不宜设置旁路母线,有条件时可设置旁路隔离开关。

4. 发电机变压器组的高压侧断路器不宜接入旁路母线。

5. 初期工程可采用断路器数量较少的过渡接线方式,但配电装置的布置应便于过渡到远期接线。

16.2.11 330～500kV配电装置的接线应满足系统稳定性和可靠性以及限制短路容量的要求,并应满足电厂运行的灵活性和建设的经济性要求,同时应符合下列规定:

1. 当进出线回路数为6回及以上,配电装置在系统中具有重要地位时,宜采用3/2断路器接线。

2. 当电厂装机台数较多,但出线回路数较少时,可采用4/3断路器接线。

3. 进出线回路数少于6回,且电网根据远景发展有特殊要求时,可采用双母线接线,远期可过渡到双母线分段接线。

4. 初期进出线回路数为4回时,可采用四角形接线,进、出线应装设隔离开关。布置上宜按过渡到远期3/2断路器接线设计。

5. 在3/2断路器接线中,电源线宜与负荷线配对成串,同名回路宜配置在不同串内。初

期仅两串时，同名回路宜分别接人不同侧的母线，进出线应装设隔离开关。当 3/2 断路器接线达三串及以上时，同名回路可接于同一侧母线，进、出线可不装设隔离开关。

6. 双母线分段接线中，电源线与负荷线宜均匀配置于各段母线上。

16.2.12 500～750kV 配电装置的接线，初期建设 2 台机组回出线时宜采用简化接线，可采用发电机一变压器一高压断路器组、线路侧不设断路器的单母线接线。扩建或远期可根据工程具体条件、装机容量、建设规模采用 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线。

16.2.13 采用单母线或双母线接线的配电装置，当采用气体绝缘金属封闭开关设备时，不应设置旁路设施；当断路器为六氟化硫型时，不宜设旁路设施。

16.2.14 当采用双母线分段接线时，分段断路器的设置应满足电力系统稳定、限制系统短路容量和地区供电可靠性的要求，以及火力发电厂运行可靠性和灵活性的要求。当任一台断路器发生故障或拒动时，应按系统稳定、限制短路容量和地区供电可允许切除机组的台数和出线回路数确定采用双母线单分段或双分段接线。

16.2.15 330kV 及以上电压等级的进、出线和母线上装设的避雷器及进、出线电压互感器不应装设隔离开关，母线电压互感器不宜装设隔离开关。220kV 及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。110～220kV 线路上的电压互感器与耦台电容器不应装设隔离开关。220kV 及以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关，变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

16.2.16 330kV 及以上电压等级的线路并联电抗器回路不宜装设断路器。330kV 及以上电压等级的母线并联电抗器回路应装设断路器和隔离开关。

4.3.2 小型火力发电厂的电气主接线设计

《小型火力发电厂设计规范》(GB 50049—2011)

规范引用

17.2.1 发电机的额定电压应符合下列规定：

1. 当有发电机电压直配线时，应根据地区电力网的需要采用 6.3kV 或 10.5kV。

2. 50MW 级及以下发电机与变压器为单元连接且有厂用分支引出时，宜采用 6.3kV。

17.2.2 若接入电力系统发电厂的机组容量与电力系统不匹配且技术经济合理时，可将两台发电机与一台变压器(双绕组变压器或分裂绕组变压器)作扩大单元连接，也可将两组发电机双绕组变压器组共用一台高压侧断路器作联合单元连接。此时在发电机与主变压器之间应装设发电机断路器或负荷开关。

17.2.3 发电机电压母线的接线方式应根据发电厂的容量或负荷的性质确定，并宜符合下列规定：

1. 每段上的发电机容量为 12MW 及以下时，宜采用单母线或单母线分段接线。

2. 每段上的发电机容量为 12MW 以上时，可采用双母线或双母线分段接线。

17.2.4 当发电机电压母线的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。当仍不能满足要求时，可在发电机回路、主变压器回路、直配线上安装电抗器。

17.2.5 母线分段电抗器的额定电流应按母线上因事故而切除最大一台发电机时可能通过电抗器的电流进行选择。当无确切的负荷资料时，也可按该发电机额定电流的 50%～80%选择。

17.2.6 220kV及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。110～220kV线路上的电压互感器与耦合电容器不应装设隔离开关。220kV及以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关,变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

17.2.7 发电机与双绕组变压器为单元接线时,对供热式机组可在发电机与变压器之间装设断路器。发电机与三绕组变压器为单元接线时,在发电机与变压器之间宜装设断路器和隔离开关。厂用分支应接在变压器与该断路器之间。

17.2.8 35～220kV配电装置的接线方式应按发电厂在电力系统中的地位、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、配电装置形式以及发电厂的单机和规划容量等条件确定。应符合下列规定:

1. 当配电装置在地区电力系统中居重要地位,负荷大,潮流变化大,且出线回路数较多时,宜采用双母线接线。

2. 采用单母线或双母线接线的66～220kV配电装置,当断路器为六氟化硫型时,不宜设旁路设施;当配电装置采用气体绝缘金属全封闭开关设备时,不应设置旁路设施。

3. 当35～66kV配电装置采用单母线分段接线且断路器无停电检修条件时,可设置不带专用旁路断路器的旁路母线;当采用双母线接线时,不宜设置旁路母线,有条件时可设置旁路隔离开关。

4. 发电机变压器组的高压侧断路器不宜接入旁路母线。

5. 在初期工程可采用断路器数量较少的过渡接线方式,但配电装置的布置应便于过渡到最终接线。

17.2.9 发电机的中性点的接地方式可采用不接地方式、经消弧线圈或高电阻的接地方式。

17.2.10 主变压器的中性点接地方式应根据接入电力系统的额定电压和要求决定接地,或不接地,或经消弧线圈接地。当采用接地或经消弧线圈接地时,应装设隔离开关。

4.3.3 水力发电厂电气主接线设计

《水力发电厂机电设计规范》(DL/T 5186—2004)

规范引用

5.2.1 电气主接线的设计应综合考虑水电厂的水文气象、动能特性、建设规模、接入系统设计、枢纽总体布置、地形和运输条件、环境保护、设备特点等因素;应满足电力系统对水电厂稳定性、可靠性的要求及对电厂机组运行方式的要求,并不致造成水库大量弃水、严重影响水电厂效益和安全运行;同时,应满足供电可靠、运行灵活、检修方便、接线简单、便于实现自动化和分期过渡、经济合理等要求。电气主接线应在全面技术经济比较的基础上确定。

装机容量750MW及以上的水电厂还应对电气主接线可靠性进行评估。

5.2.2 发电机与主变压器最大组合容量应不大于所在系统的事故备用容量,组合方式通过技术经济比较从单元、联合单元、扩大单元等接线方式中选定。

5.2.3 在满足下列各条件的情况下,允许全厂只采用一组扩大单元:

1. 水库有足够库容,能避免大量弃水。

2. 具有放水设施,不影响下游正常用水(包括下游梯级水电厂用水)。

3. 有外来的厂用电备用电源。

5.2.4 当发电机—变压器组采用单元接线时，在发电机出口处可只装设隔离开关。

下列各回路在发电机出口处宜装设断路器：

1. 需要倒送厂用电，或接有公共厂用电变压器且不允许短时停电的单元回路。

2. 开、停机频繁的调峰水电厂，需避免主变压器高压侧接线频繁开环运行的单元回路。

以下各回路在发电机出口处必须装设断路器：

1. 扩大单元回路。

2. 联合单元回路（当技术经济上比在主变压器高压侧装设断路器的方案更为合理时）。

3. 三绕组变压器或自耦变压器回路。

4. 抽水蓄能电厂采用发电机电压侧同期与换相或接有启动变压器的回路。

5.2.5 根据水电厂的运行特点，高压配电装置一般采用下列接线：

1. 35～60kV 配电装置。可采用桥形或双桥形接线、单母线或单母线分段接线。

2. 110～220kV 配电装置。

(1)敞开式配电装置进出线回路不多时，可采用桥形接线、角形接线、单母线接线，单母线分段接线或均衡接线等。220kV 进出线达 6 回及以上、110kV 进出线达 8 回及以上时，可采用双母线接线；若该配电装置的断路器无停电检修的条件，则可采用带旁路母线接线。当 220kV 出线在 5 回以上，110kV 出线在 7 回以上宜采用带专用断路器的旁路母线。当 220kV 进出线达 12 回及以上时，也可采用 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线。

(2)气体绝缘金属封闭开关设备（简称 GIS）配电装置可采用桥形、双桥形、单母线或单母线分段接线；出线回路较多的大型水电厂也可采用双母线接线。GIS 配电装置不设置旁路母线。

(3)蓄能电厂或短时停电不会产生大量弃水的水电厂可采用变压器—线路组接线，直接接入距离电厂较近的枢纽变电所。

3. 330～500kV 配电装置。

(1)敞开式配电装置，当进出线回路数为 3～4 回时，可采用角形接线等；当进出线回路较多时，可采用 3/2 断路器接线、4/3 断路器接线、双母线双分段带专用断路器的旁路母线接线等。巨型水电厂也可采用母线分段的 3/2 断路器接线，或 4/3 断路器接线。

(2)GIS 配电装置，当进出线回路数较少时，可采用角形接线，当进出线回路数较多时，可采用双母线、双母线分段等接线，但均不设旁路母线。进出线达 8 回及以上，可选用 3/2 或 4/3 断路器接线。

(3)蓄能电厂如采用 GIS 配电装置，经论证其接线可再适当简化，如采用桥形、单母线分段或双桥形接线等。

4. 各电压等级配电装置通过技术经济比较，也可采用其他形式的接线。

当全厂短时全停不影响所在电力系统运行、也不产生大量弃水、不影响航运、下游用水和厂用电供电时，可适当简化电气主接线。

5.2.6 蓄能电厂发电电动机启动方式，应根据机组容量、台数、电力系统和电厂的具体条件，从常用的异步启动、同步启动、变频启动等方式中选择，经过技术经济比较也可选用其他方式。

1. 机组额定容量为 50MW 以下，如果电网和设备允许，宜选用全压异步或降压异步启动方式；如厂内或附近有常规水电机组可供利用时，也可选用同步启动（背靠背）方式。

2. 机组额定容量较大，宜选用变频启动方式，机组台数不超过 6 台的蓄能电厂宜只装设

1套变频启动装置。

3. 大型蓄能电厂宜采用变频启动为主、背靠背同步启动为辅的方式。

5.2.7 蓄能电厂换相开关宜装设在发电机电压侧。发电电动机出口装设有断路器或升高电压侧为500kV,换相开关应装在发电机电压侧;发电电动机出口未装设断路器、升高电压侧电压为220kV及以下且升高电压侧选用GIS时,换相开关可装在升高电压侧。

5.2.8 宜根据系统的远景发展规划计算短路电流。计算中采用的电气主接线,应为可能发生最大短路电流的正常接线方式。

4.3.4 35～110kV变电所电气接线设计

规范引用 《35～110kV变电所设计规范》(GB 50059—2011)

3.2.1 变电站的主接线,应根据变电站在电网中的地位、出线回路数、设备特点及负荷性质等条件确定,并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资和便于扩建等要求。

变电站在满足供电规划的条件下,宜减少电压等级和简化接线。

3.2.2 在满足变电站运行要求的前题下,变电站高压压侧宜采用断路器较少或不设置断路器的接线。

3.2.3 35～110kV电气接线宜采用桥形、扩大桥形、线路变压器组或线路分支接线、单母线或单母线分段的接线。

3.2.4 35～66kV线路为8回及以上时,宜采用双母线接线。110kV线路为6回及以下时,宜采用双母线接线。

3.2.5 当变电站装有两台及以上主变压器时,6～10kV电气接线宜采用单母线分段,分段方式应满足当前其中一台主变压器停运时,有利于其他主变压器的负荷分配的要求。

3.2.6 当需限制变电站6～10kV线路的短路电流时,可采用下列措施之一:

①变压器分别运行;

②采用高阻抗变压器;

③在变压器用路中串联限流装置。

3.2.7 接在母线上的避雷器和电压互感器,可合用一组隔离开关。接在变压器引出线上的避雷器,不宜装设隔离开关。

4.3.5 35～220kV无人值班变电所电气接线设计

规范引用 《35～220kV无人值班变电所设计规范》(DL/T 5103—2012)

4.1.1 变电站的电气主接线应根据变电站在系统中的地位、变电站的规划容量、负荷性质、线路和变压器连接元件总数、设备特点等条件确定,并应综合考虑供电可靠、运行灵活、适应远方控制、操作检修方便、投资节约和便于过渡及扩建要求。变电站在满足供电规划的条件下,宜减少电压等级和简化接线。

4.1.2 220kV变电站电气主接线的设计,应符合现行行业标准《220～750kV变电站设计技术规程》(DL/T 5218—2012)的要求。

4.1.3 35～110kV 变电站当能满足运行要求时，高压侧宜采用不设断路器或断路器较少的接线。高压侧线路为 3 回及以下、主变压器为 3 台及以下的终端变电站，宜采用线路变压器组、桥形或扩大桥形接线、单母线或分段单母线的接线。

4.1.4 35～110kV 变电站内的 6～35kV 负荷侧宜采用分段单母线。分段方式宜考虑当一台主变压器停运时有利于其他主变压器的负荷分配。

4.1.5 当需限制变电站低压侧线路短路电流时，可采用下列措施之一：

①变压器分列运行；

②采用高阻抗变压器；

③在变压器出线中串接限流电抗器。

4.1.6 接在母线上的避雷器和电压互感器，宜合用一组隔离开关。安装在出线上的耦台电容器、电压互感器、避雷器以及接在变压器引出线或中性点上的避雷器，不应装设隔离开关。

4.1.7 变电站主要电气设备的选择，应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

4.3.6 35～220kV 城市地下变电站电气接线设计

《35～220kV 城市地下变电站设计规定》(DL/T 5216—2005)

规范引用

6.1.1 地下变电站的电气主接线应根据变电站在电网中的地位、规划容量、电压等级、线路和变压器连接元件总数、负荷性质、设备特点等条件综合确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资和便于扩建等要求。

地下变电站在满足电网规划和可靠性要求的条件下，宜减少电压等级和简化接线。

6.1.2 高压侧线路为 3 回及以下、主变压器为 3 台及以下的终端变电站，宜采用线路变压器组、桥形或扩大桥形接线。高压侧线路有系统穿越功率的变电站，宜采用外桥形、扩大外桥形、单母线、单母线分段或其他接线；当能满足电力系统继电保护要求时，也可采用线路分支接线。电源容量和回数的配置应满足能源电[1993] 228 号《城市电力网规划设计导则》的要求。

6.1.3 地下变电站装有 2 台及以上主变压器时，6～110kV 负荷侧宜采用单母线分段接线或其他接线，分段方式宜考虑当其中一台主变压器停运时有利于其他主变压器的负荷均匀分配。当变电站装有 4 台主变压器并均带有馈电负荷时，6～110kV 负荷侧可考虑采用单母线分段环形接线。

6.1.4 当需限制变电站 6～10kV 线路的短路电流时，可采用下列措施：

①变压器分列运行；

②采用高阻抗变压器；

③在变压器回路中串接限流电抗器。

6.1.5 地下变电站应选用断流性能好的无油断路器。

地下变电站的 66～220kV 配电装置宜选用 SF_6 气体绝缘全封闭组合电器(以下简称 GIS)。35kV 及以下配电装置宜选用开关柜(包括柜式 GIS)。

6.1.6 当地下变电站进风处无可靠的滤尘措施时，其电气设备电瓷外绝缘爬电比距的选择宜等同户外变电站。

4.3.7 220～750kV变电站电气接线设计

规范引用 《220～750kV变电站设计技术规程》(DL 5218—2012)

5.1.1 变电站的电气主接线应根据变电站在电力系统中的地位、变电站的规划容量、负荷性质、线路和变压器连接元件总数、设备特点等条件确定,并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩建等要求。

5.1.2 500kV、750kV配电装置的最终接线方式,当线路、变压器等连接元件总数为6回及以上,且变电站在系统中具有重要地位时,宜采用一个半断路器接线。因系统潮流控制或因限制短路电流需要分片运行时,可将母线分段。

采用一个半断路器接线时,宜将电源回路与负荷回路配对成串,同名回路不宜配置在同一串内,但可接于同一侧母线;当变压器超过两台时,其中两台进串,其他变压器可不进串,直接经断路器接母线。

5.1.3 330kV配电装置可采用一个半断路器接线或双母线接线。因系统潮流控制或因限制短路电流需要分片运行时,可将母线分段。

5.1.4 当330～750kV配电装置最终连接元件总数不大于6个,且变电站为终端变电站时,在满足运行要求的前提下,可采用线路变压器组、桥型、单母线或线路有两台断路器、变压器直接与母线连接的“变压器母线组”等接线。

5.1.5 330～750kV变电站中的220kV或110kV配电装置,可采用双母线接线,技术经济合理时,也可采用一个半断路器接线。当采用双母线接线,且出线和变压器等连接元件总数为10～14回时,可在一条母线上装设分段断路器;15回及以上时,可在两条母线上装设分段断路器;当为了限制220kV母线短路电流或满足系统解列运行的要求,可根据需要将母线分段。

5.1.6 220kV变电站中的220kV配电装置,当在系统中居重要地位、出线回路数为4回及以上时,宜采用双母线接线;当出线和变压器等连接元件总数为10～14回时,可在一条母线上装设分段断路器,15回及以上时,在两条母线上装设分段断路器;也可根据系统需要将母线分段。

一般性质的220kV变电站的220kV配电装置,出线回路数在4回及以下时,可采用其他简单的主接线。

220kV终端变电站的配电装置,在满足运行要求的前提下,宜采用断路器较少的或不用断路器的接线,如线路变压器组或桥形接线等。当电力系统继电保护能够满足要求时,也可采用线路分支接线。

5.1.7 220kV变电站中的110kV、66kV配电装置,当出线回路数在6回以下时,宜采用单母线或单母线分段接线,6回及以上时,可采用双母线或双母线分段接线。35kV、10kV配电装置宜采用单母线接线,并根据主变压器台数确定母线分段数量。

5.1.8 双母线或单母线接线中母线避雷器和电压互感器,宜合用一组隔离开关;一个半断路器接线中母线避雷器和电压互感器不应装设隔离开关。

安装在出线上的避雷器、耦合电容器、电压互感器以及接在变压器引出线或中性点上的避雷器,不应装设隔离开关。

在一个半断路器接线中,初期线路和变压器组成两个完整串时,各元件出口处宜装设隔

离开关。

5.1.9 各级电压配电装置，初期回路数较少时，宜采用断路器数量较少的简化接线，但在布置上应满足过渡到最终接线的可实施性。

采用气体绝缘金属封闭组合电器的各级电压配电装置，通过经济技术论证，可采用断路器数量较少的接线型式。

5.1.10 330～700kV线路并联电抗器回路不宜装设断路器，可根据线路并联电抗器的运行方式确定是否装设隔离开关。

5.1.11 当330～750kV变电站低压侧无功补偿设备为并联电容器、电抗器时，可采用单母线，各变压器低压侧母线之间不作连接。

5.1.12 一个半断路器接线常规配电装置中的互感器按下述原则设置：

①在满足继电保护和计量要求的条件下，每串宜装设3组电流互感器。

②在每回出线的三相上应装设电压互感器；在主变压器和每组母线上，应根据继电保护、计量和自动装置的要求，在一相或三相上装设电压互感器。

4.4 主接线设计中的设备配置

4.4.1 断路器的配置

4.4.1.1 火电厂

(1)容量为125MW及以下的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不宜装设断路器；发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间宜装设断路器和隔离开关，厂用分支线应接在变压器与断路器之间。

(2)容量为200～300MW的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不宜装设断路器、负荷开关或隔离开关，但应有可拆连接点。

(3)容量为600MW机组的发电机出口可装设断路器或负荷开关，此时，主变压器或高压厂用工作变压器应采用有载调压方式。

(4)当两台发电机与一台变压器作扩大单元连接，或两组发电机双绕组变压器作联合单元连接时，在发电机与变压器之间应装设断路器和隔离开关。

4.4.1.2 水电厂

(1)下列各回路在发电机出口处宜装设断路器：

①需要倒送厂用电，或接有公共厂用电变压器且不允许短时停电的单元回路。

②开、停机频繁的调峰水电厂，需避免主变压器高压侧接线频繁开环运行的单元回路。

(2)以下各回路在发电机出口处必须装设断路器：

①扩大单元回路。

②联合单元回路(当技术经济上比在主变压器高压侧装设断路器的方案更为合理时)。

③三绕组变压器或自耦变压器回路。

④抽水蓄能电厂采用发电机电压侧同期与换相或接有启动变压器的回路。

4.4.2 隔离开关的配置

4.4.2.1 火电厂部分

(1)中小型发电机出口一般应装设隔离开关;容量为200MW及以上大机组与双绕组变压器为单元连接时,其出口不装设隔离开关,但应有可拆连接点。

(2)在出线上装设电抗器的6～10kV配电装置中,当向不同用户供电的两回线共用一台断路器和一组电抗器时,每回线上应各装设一组出线隔离开关。

(3)220kV以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器。不宜装设隔离开关;变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

(4)220kV及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。330～500kV避雷器不应装设隔离开关。因330～500kV避雷器除保护大气过电压外尚要限制操作过电压,即相应回路投运后不允许退出运行。110～500kV线路电压互感器与耦合电容器或电容式电压互感器不宜装设隔离开关。因他们的检修与试验可与相应回路配合或带电作业进行。

(5)一台半断路器接线中,视发变电工程的具体情况,进出线可装设隔离开关也可不装设隔离开关。

(6)多角形接线中的进出线应装设隔离开关,以便在进出线检修时,保证闭环运行。

(7)桥形接线中的跨条宜用两组隔离开关串联,以便于进行不停电检修。

(8)断路器的两侧均应配置隔离开关,以便在断路器检修时隔离电源。

(9)中性点直接接地的普通型变压器均应通过隔离开关接地;自耦变压器的中性点则不必装设隔离开关。

4.4.2.2 水电厂部分

(1)当发电机—变压器组采用单元接线时,在发电机出口处可只装设隔离开关。

(2)接在发电机引出线的避雷器及其中性点的消弧线圈或接地变压器等,不宜装设隔离开关。

4.4.2.3 变电所部分

(1)在出线上装设电抗器的6～10kV配电装置中,当向不同用户供电的两回线共用一台断路器和一组电抗器时,每回线上应各装设一组出线隔离开关。

(2)35～110kV变电所,接在母线上的避雷器和电压互感器,可合用一组隔离开关。对接在变压器引出线上的避雷器,不宜装设隔离开关。

(3)220～500kV变电所,110～220kV母线避雷器和电压互感器,宜合用一组隔离开关,330～500kV避雷器和母线电压互感器不应装设隔离开关。

(4)安装在出线上的耦合电容器、电压互感器以及接在变压器引出线或中性点上的避雷器,不应装设隔离开关。

(5)在一台半断路器接线中,初期线路和变压器为两完整串时出口处应装设隔离开关。

(6)多角形接线中的进出线应装设隔离开关,以便在进出线检修时,保证闭环运行。

(7)桥形接线中的跨条宜用两组隔离开关串联,以便于进行不停电检修。

(8)断路器两侧均应配置隔离开关,以便在断路器检修时隔离电源。

(9)中性点直接接地的普通型变压器均应通过隔离开关接地,自耦变压器的中性点则不必装设隔离开关。

4.4.3 接地开关或接地器的配置

(1)对户外配电装置,为保证电气设备和母线的检修安全,每段母线上应装设接地开关或接地器;接地开关或接地器的安装数量应根据母线电磁感应电压和平行母线的长度以及间隔距离进行计算确定。

(2)66kV 及以上配电装置,断路器两侧的隔离开关靠断路器侧,线路隔离开关靠线路侧,变压器进线隔离开关的变压器侧应配置接地开关。66kV 及以上电压等级的并联电抗器的高压侧应配置接地开关。双母线接线两组母线隔离开关的断路器侧可共用一组接地开关。

(3)330kV 及以上电压等级的同杆架设或平行回路的线路侧接地开关,应具有开合电磁感应和静电感应电流的能力,其开合水平应按具体工程情况经计算确定。

(4)旁路母线一般装设一组接地开关,设在旁路回路隔离开关的旁路母线侧。

4.4.4 电压互感器的配置

(1)电压互感器的数量和配置与主接线方式有关,并应满足继电保护装置、计量和自动装置的要求。电压互感器的配置应能保证在运行方式改变时,保护装置不得失压,同期点两侧都能提取到电压。

(2)6～220kV 电压等级的每组主母线的三相上应装设电压互感器。

(3)当需要监视和检测线路侧有无电压时,出线侧的一相上应装设电压互感器。

(4)110kV 及以上配电装置的电压互感器配置,可以采用按母线配置方式,也可以采用按回路配置方式。

(5)当需要在 330kV 及以下主变压器回路中提取电压时,可尽量利用变压器电容式套管上的电压抽取装置。

(6)500kV 电压互感器按下述原则配置:

①对双母线接线,宜在每回出线和每组母线的三相上装设电压互感器。

②对一台半断路器接线,应在每回出线的三相上装设电压互感器;在主变压器进线和每组母线上,应根据继电保护装置、计量和自动装置的要求,在一相或三相上装设电压互感器。线路与母线的电压互感器二次回路间不切换。

(7)兼作为并联电容器组泄能和兼作为限制切断空载长线过电压的电磁式电压互感器,其与电容器组之间和与线路之间不应有开断点。

4.4.5 电流互感器的配置

(1)凡装有断路器的回路均应装设电流互感器,其数量应满足继电保护装置、计量和自动装置要求。

(2)在未设断路器的下列地点也应装设电流互感器:发电机和变压器的中性点、发电机和变压器的出口、桥形接线的跨条上等。

(3)对直接接地系统,一般按三相配置。对非直接接地系统,依具体委托要求按两相或三相配置。

(4)一台半断路器接线中,在满足继电保护装置和计量要求的条件下,每串宜装设三组电流互感器。

4.4.6 避雷器的配置

(1)配电装置的每组母线上,应装设避雷器,但进出线都装设避雷器时除外。

(2)旁路母线上是否需要装设避雷器,应视在旁路母线投入运行时,避雷器到被保护设备的电气距离是否满足要求而定。

(3)330kV 及以上变压器和并联电抗器处必须装置避雷器,并应尽可能靠近设备本体。

(4)220kV 及以下变压器到避雷器的电气距离超过允许值时,应在变压器附近增设一组避雷器。

(5)三绕组变压器低压侧的一相上宜各设置一台避雷器。

(6)自耦变压器必须在其两个自耦合的绕组出线上装设避雷器,并应接在变压器与断路器之间。

(7)下列情况的变压器中性点应装设避雷器:

①直接接地系统中,变压器中性点为分级绝缘且装有隔离开关时。

②直接接地系统中,变压器中性点为全绝缘,但变电所为单进线且为单台变压器运行时。

③不接地和经消弧线圈接地系统中,多雷区的单进线变压器中性点上。

(8)连接在变压器低压侧的调相机出线处宜装设一组避雷器。

(9)发电厂、变电所 35kV 及以上电缆进线段,在电缆与架空线的连接处应装设避雷器。

(10)110～220kV 线路侧一般不装设避雷器;330～500kV 的线路侧如操作过电压超过操作波保护水平,应设置避雷器。当不超过时,是否需装设避雷器,应根据出线侧的设备、本地区雷电活动并通过模拟试验或计算确定。

(11)SF_6 全封闭电器的架空线路侧必须装设避雷器。

(12)进线全长为电缆的 CIS 变电所内是否需装设金属氧化物避雷器,应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能,经校验确定。

(13)直配线发电机的进线段避雷器的配置应遵照《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)标准执行。

(14)变电所采用一台半断路器主接线时,金属氧化物避雷器宜安装于每回线路的入口和每一主变压器回路上,母线较长时是否需装设避雷器可通过校验确定。

(15)采用 CIS、主接线为一台半断路器的变电所,金属氧化物避雷器宜安装于每回线路的入口,每组母线上是否安装需经校验确定。

(16)单元连接的发电机出线宜装一组避雷器。

4.4.7 330～500kV 并联电抗器的配置

330～500kV 并联电抗器的容量和台数,应首先考虑限制工频过电压的需要,并结合限制潜供电流,防止自励磁,同期并列及无功平衡等方面的要求,进行技术经济综合论证。当需要装设备用相时,也可根据电抗器的参数、运输条件和系统情况,在一个地区设置一台。

4.4.8 阻波器和耦合电容器的配置

阻波器和耦合电容器应根据系统通信的要求配置。

4.5 发电机及变压器中性点的接地方式

4.5.1 电力网中性点播地方式

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气一次部分)

一、电力网中性点播地方式

选择电力网中性点接地方式是一个综合性问题。它与电压等级,单相接地短路电流、过电压水平、保护配置等有关,直接影响电网的绝缘水平、系统供电的可靠性和连续性、主变压器和发电机的运行安全以及对通信线路的干扰等。电力网中性点的接地方式有以下几种:

(一)中性点非直接接地

1. 中性点不接地

中性点不接地方式最简单,单相接地时允许带故障运行两小时,供电连续性好,接地电流仅为线路及设备的电容电流。但由于过电压水平高,要求有较高的绝缘水平,不宜用于110kV及以上电网。在6～63kV电网中,则采用中性点不接地方式,但电容电流不能超过允许值,否则接地电弧不易自熄,易产生较高弧光间歇接地过电压,波及整个电网。

2. 中性点经消线圈接地

当接地电容电流超过允许值时,可采用消弧线圈补偿电流,保证接地电弧瞬间熄灭,以消除弧光间歇接地过电压。

3. 中性点经高电阻接地

当接地电容电流越过允许值时,也可采用中性点经高电阻接地方式。此接地方式和经消弧线圈接地方式相比,改变了接地电流相位,加速泄放回路中的残余电荷,促使接地电弧自熄,从而降低弧光间隙接地过电压,同时可提供足够的电流和零序电压,使接地保护可靠动作,一般用于大型发电机中性点。

(二)中性点直接接地

直接接地方式的单相短路电流很大,线路或设备须立即切除,增加了断路器负担,降低供电连续性。但由于过电压较低,绝缘水平下降,减少了设备造价,特别是在高压和超高压电网,经济效益显著。故适用于110kV及以上电网中。此外,在雷电活动较强的山岳丘陵地区,结构简单的110kV电网,如果采用直接接地方式不能满足安全供电要求和对联网影响不大时,可采用中性点经消弧线圈接地方式。

4.5.2 主变压器中性点接地方式

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气一次部分)

二、主变压器中性点接地方式

电力网中性点的接地力式,决定了主变压器中性点的接地方式。

1. 主变压器的110～500kV侧采用中性点直接接地方式

(1)凡是自耦变压器,其中性点须要直接接地或经小阻抗接地。

(2)凡中、低压有电源的升压站和降压变电所至少应有一台变压器直接接地。

(3)终端变电所的变压器中性点一般不接地。

(4)变压器中性点接地点的数量应使电网所有短路点的综合零序电抗与综合正序电抗之比 X_0/X_1 小于 3,以使单相接地时健全相上工频过电压不超过阀型避雷器的灭弧电压;X_0/X_1 尚应大于 1～1.5,以使单相接地短路电流不超过三相短路电流。

(5)所有普通变压器的中性点都应经隔离开关接地,以便于运行调度灵活选择接地点。当变压器中性点可能断开运行时,若该变压器中性点绝缘不是按线电压设计,应在中性点装设避雷器保护。

(6)选择接地点时应保证任何故障形式都不应使电网解列成为中性点不接地的系统。双母线接线接有两台及以上主变压器时,可考虑两台主变压器中性点接地。

2. 主变压器 6～63kV 侧采用中性点不接地或经消弧线圈按地方式

6～63kV 电网采用中性点不接地方式,但当单相接地故障电流大于 30A(6～10kV 电网),或 10A(20～63kV 电网)时,中性点应经消孤线圈接地。采用消弧线圈接地时,应注意以下几点:

(1)6～63kV 电网中需要安装的消弧线圈应由系统统筹规划,分散布置。应避免整个电网只装一台消弧线圈,也应避免在一个变电所中装设多台消弧线圈。在任何运行方式下,电网不得失去消弧线圈的补偿。

(2)在变电所中,消弧线圈一般装在变压器中性点上,6～10kV 消弧线圈也可装在调相机的中性点上。

(3)当两台变压合用一台消弧线圈时,应分别经隔离开关与变压器中性点相连。平时运行只合其中一组隔离开关,以避免在单相接地时发生虚幻接地现象。

(4)如变压器无中性点或中性点未引出,应装设专用接地变压器。其容量应与消弧线圈的容量相配合,选择接地变压器容量时,可考虑变压器的短时过负荷能力。

4.5.3 发电机中性点接地方式

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气一次部分)

三、发电机中性点接地方式

发电机中性点采用非直接接地方式。

发电机定子绕组发生单相接地故障时,接地点流过的电流是发电机本身及其引出回路所连接元件(主母线、厂用分支线、主变压器低压绕组等)的对地电容电流。当超过允许值时,将烧伤定子铁芯,进而损坏定子绕组绝缘,引起匝间或相间短路,故需要在发电机中性点采取经消弧线圈或高电阻接地的措施,以保护发电机免遭损坏。表 4-1 示发电机接地电流允许值。

表 4-1 发电机接地电流允许值

发电机额定电压/kV	发电机额定容量/MW	接地电流允许值/A
6.3	≤50	4
10.5	50～100	3

续表

发电机额定电压/kV	发电机额定容量/MW	接地电流允许值/A
13.8～15.75	125～200	2*
18～20	300	1

注：* 对于氢冷发电机接地电流允许值为2.5A。

1. 采用发电机中性点不接地方式

(1)单相接地电流应不超过允许值。

(2)发电机中性点应装设电压为额定相电压的避雷器，防止三相进波在中性点反射引起过电压；在出线端应装设电容器和避雷器，以削弱当有发电机电压架空直配线时，进入发电机的冲击波陡度和幅值。

(3)适用于125MW及以下的中小机组。

2. 采用发电机中性点经消弧线圈接地方式

(1)对具有直配线的发电机，宜采用过补偿方式；对单元接线的发电机，宜采用欠补偿方式。

(2)经补偿后的单相接地电流一般小于1A，因此，可不跳闸停机，仅作用于信号。

(3)消弧线圈可接在直配线发也机的中性点上，也可接在厂用变压器的中性点上。当发电机为单元连接时，则应接在发电机的中性点上。

(4)适用于单相接地电流大于允许值的中小机组或200MW及以上大机组要求能带单相接地故障运行时。

3. 采用发电机中性点经高电阻接地方式

(1)发电机中性点经高电阻接地后，可达到：①限制过电压不超过2.6倍额定相电压；②限制接地故障电流不超过10～15A；③为定子接地保护提供电源，便于检测。

(2)为减小电阻值，一般经配电变压器接入中性点，电阻接在配电变压器的二次侧。部分引进机组也有不接配电变压器而直接接入数百欧姆的高电阻。

(3)发生单相接地时，总的故障电流不宜小于3A，以保证接地保护不带时限立即跳闸停机。

(4)适用于200MW及以上的大机组。

5 短路电流计算

5.1 短路电流的计算方法(附录 F 短路电流实用计算法)

5.1.1 短路电流计算条件

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F 短路电流实用计算法)

规范引用

短路电流实用计算中,采用以下假设条件和原则:

F.1.1 正常工作时三相系统对称运行。

F.1.2 所有电源的电动势相位角相同。

F.1.3 系统中的同步和异步电动机均为理想电动机,不考虑电机磁饱和、磁滞、涡流及导体集肤效应等影响;转子结构完全对称;定子三相绕组结构完全相同,空间位置相差 120°电气角度。

F.1.4 电气系统中各元件的磁路不饱和,即带铁芯的电气设备电抗值不随电流大小发生变化。

F.1.5 电力系统中所有电源都在额定负荷下运行,其中 50% 负荷接在高压母线上。

F.1.6 同步电机都具有自动调整励磁装置(包括强行励磁)。

F.1.7 短路发生在短路电流最大值的瞬间。

F.1.8 不考虑短路点的电弧阻抗和变压器的励磁电流。

F.1.9 除计算短路电流的衰减时间常数和低压网络的短路电流外,元件的电阻都略去不计。

F.1.10 元件的计算参数均取其额定值,不考虑参数的误差和调整范围。

F.1.11 输电线路的电容略去不计。

F.1.12 用概率统计法制定短路电流运算曲线。

5.1.2 三相短路电流周期分量计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F 短路电流实用计算法)

规范引用

F.2.1 网络简化

F. 2. 1. 1 高压短路电流计算宜用标幺值计算，基准容量可取 $S_j=100\text{MVA}$ 或 $S_j=1000\text{MVA}$；基准电压可取 $U_j=1.05U_N$（额定电压）。

F. 2. 1. 2 对短路点的电气距离大致相等的同类型发电机可合并为一台等值发电机。

F. 2. 1. 3 同电位的点可以短接，其间的电抗可以略去。

F. 2. 1. 4 计算电抗 X_{js} 可按式（F. 2. 1. 4）计算：

$$X_{js}=X_*\frac{S_N}{S_j} \tag{F. 2. 1. 4}$$

式中：X_*——电源到短路点的合成阻抗标幺值；

S_N——电源额定容量（MVA）；

S_j——基准容量（MVA）。

F. 2. 2 无限大电源供给的短路电流

当供电电源为无穷大或计算电抗 $X_{js}\geqslant3$ 时，不考虑短路电流周期分量的衰减，此时：

$$I_{zt}=I''=I_\infty=\frac{I_j}{X_{js}} \tag{F. 2. 2}$$

式中：I_{zt}——短路电流 ts 周期分量的有效值（kA）；

I''——短路电流周期分量的起始有效值（kA）；

I_∞——时间为无穷大短路电流周期分量的有效值（kA）；

I_j——标幺制计算中的电流基准值（kA）。

F. 2. 3 有限电源供给的短路电流

根据 X_{js} 查用相应的发电机运算曲线（参见图 5-1～图 5-9），即可得短路电流周期分量的标幺值 I_*，有名值按下式计算：

$$I''=I''_*I_N \tag{F. 2. 3-1}$$

$$I_{zt}=I_{*zt}I_N \tag{F. 2. 3-2}$$

式中：I_N——电源的额定电流（kA）；

I''_*——0s 周期分量标幺值：

I_{*zt}——ts 周期分量标幺值。

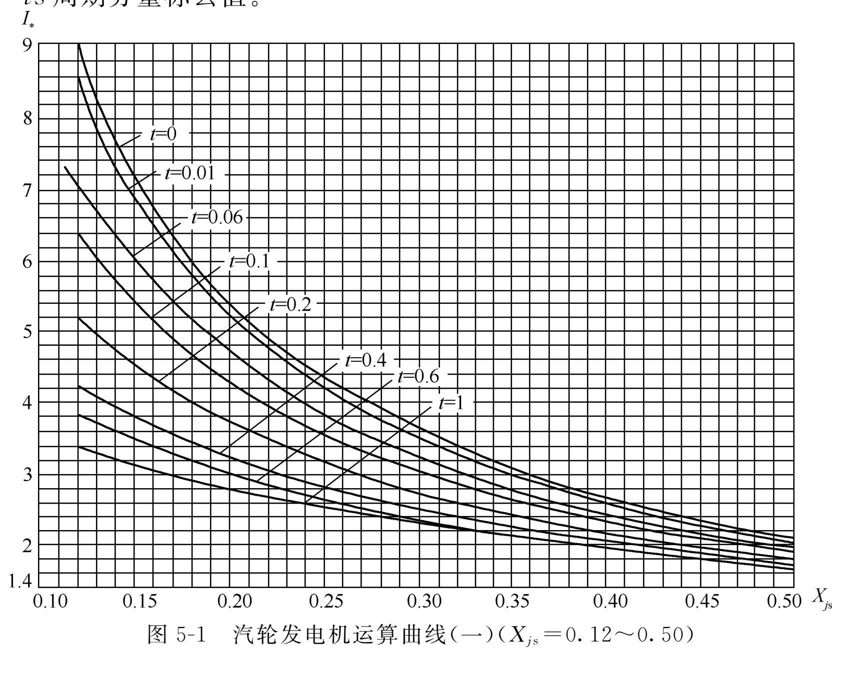


图 5-1 汽轮发电机运算曲线（一）（$X_{js}=0.12\sim0.50$）

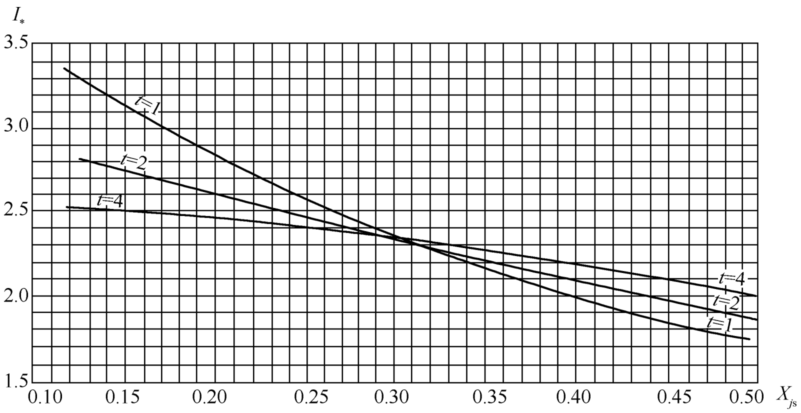


图 5-2　汽轮发电机运算曲线(二)(X_{js}=0.12～0.50)

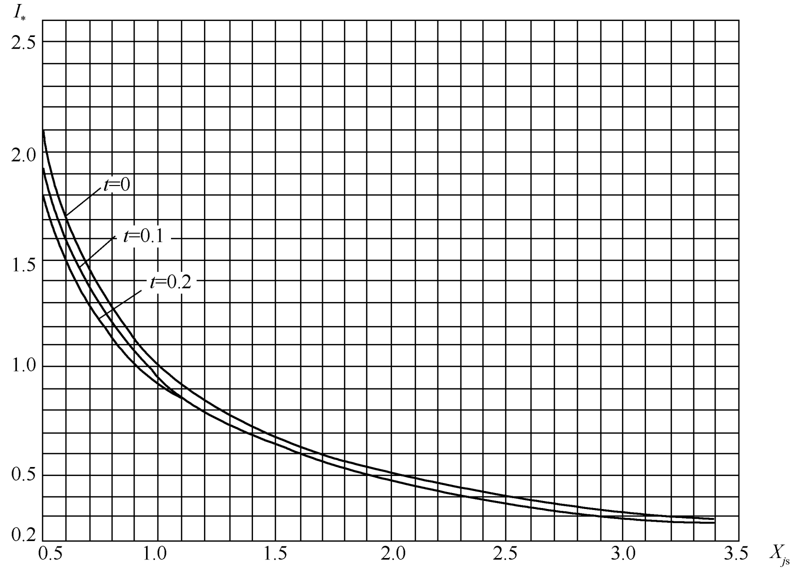


图 5-3　汽轮发电机运算曲线(三)(X_{js}=0.50～3.45)

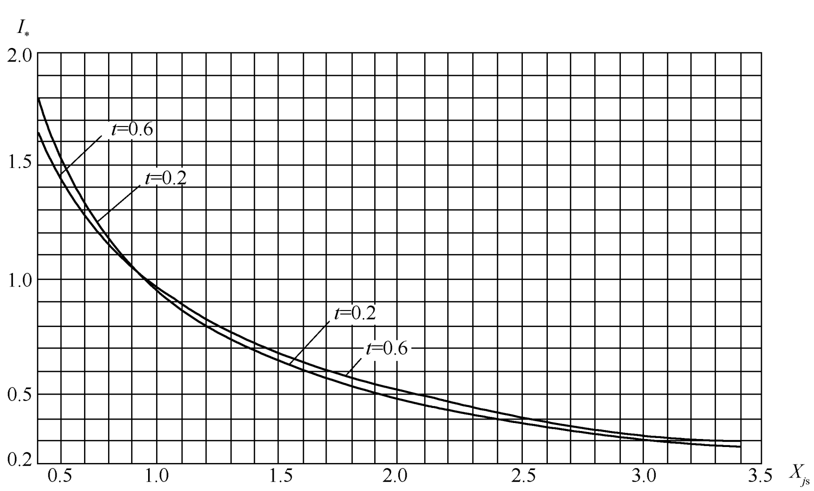


图 5-4　汽轮发电机运算曲线(四)(X_{js}=0.50～3.45)

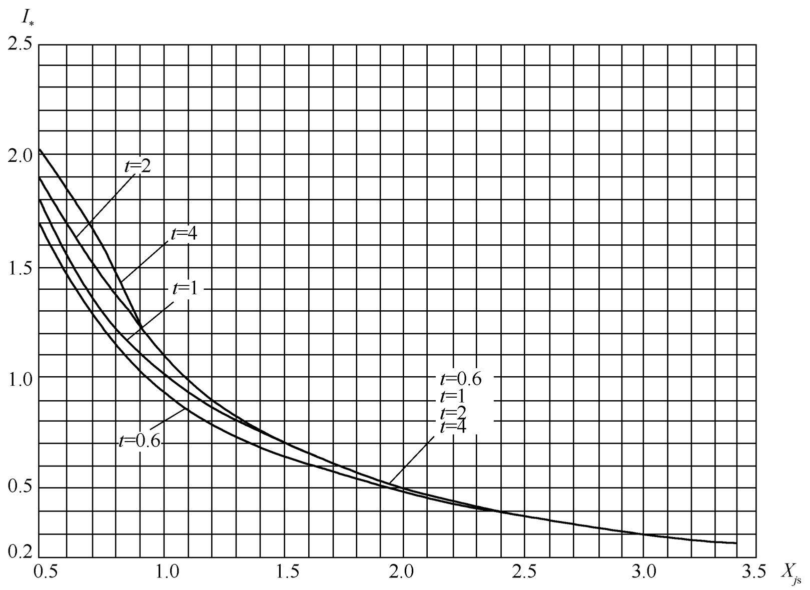


图 5-5 汽轮发电机运算曲线(五)(X_{js}＝0.50～3.45)

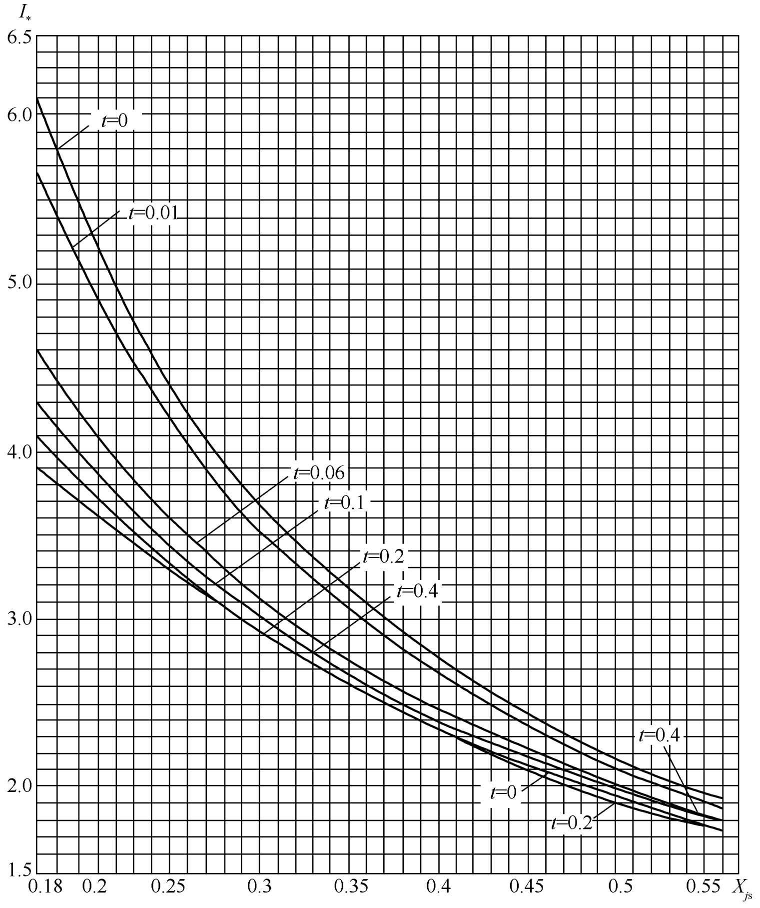


图 5-6 水轮发电机运算曲线(一)(X_{js}＝0.18～0.56)

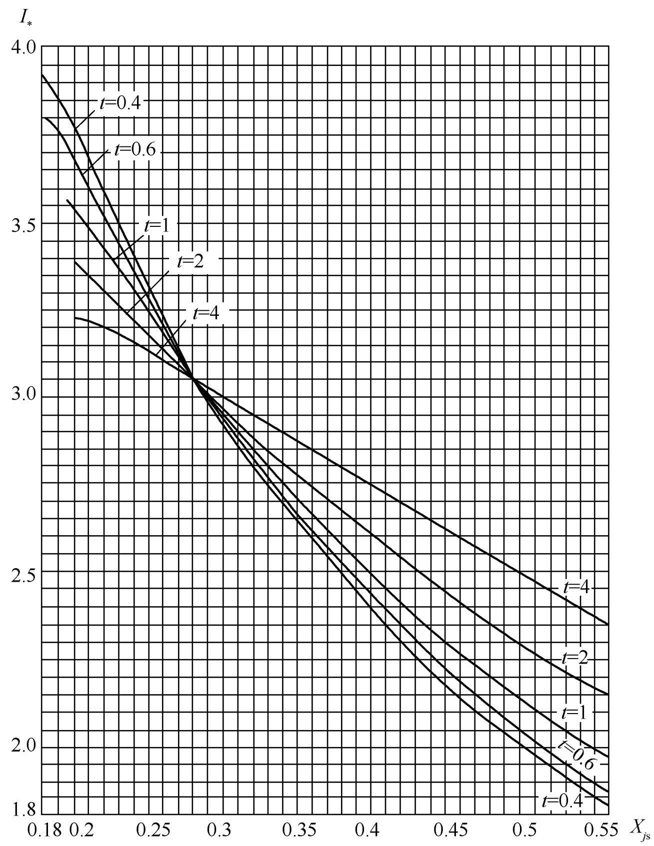


图 5-7 水轮发电机运算曲线(二)(X_{js}＝0.18～0.56)

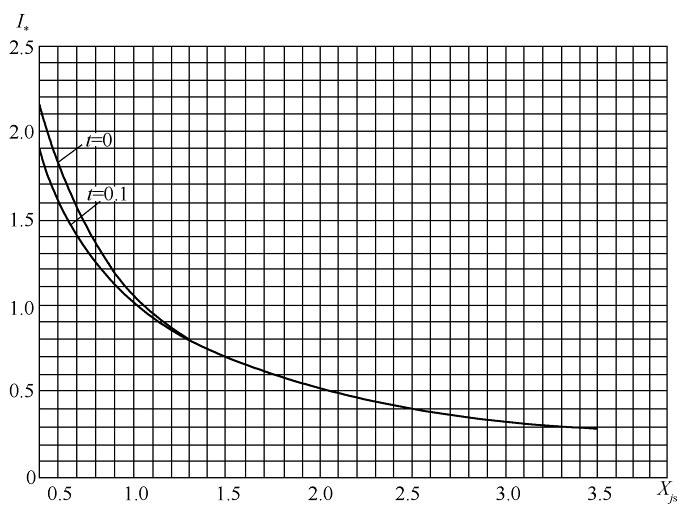


图 5-8 水轮发电机运算曲线(三)(X_{js}＝0.50～3.50)

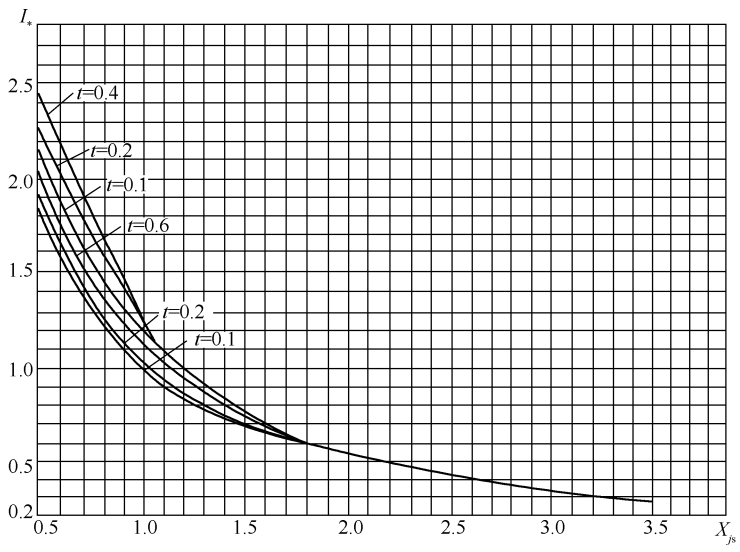


图 5-9 水轮发电机运算曲线(四)(X_{js}=0.50～3.50)

F.2.4 关于同步调相机和同步电动机

在电网中,如果接有同步调相机和同步电动机,应将其视作附加电源,短路电流的计算方式与发电机相同。

F.2.5 励磁参数对计算结果的修正

制定运算曲线时,强励顶值倍数取 1.8 倍,励磁回路时间常数,汽轮发电机取 0.25s,水轮发电机取 0.02s,能够代表当前电力系统机组的状况,一般情况下,不必进行修正。当机组励磁方式特殊,其励磁顶值倍数大于 2.0 倍时,可用下式进行校正:

$$\Delta I_{*zt} = (U_{Lmax} - 1.8)\Delta K_L I_{*zt} \tag{F.2.5}$$

式中:ΔI_{*zt}——强励倍数大于 1.8 时,引起短路电流的增量标幺值;

U_{Lmax}——机组的强励顶值倍数;

I_{*zt}——根据计算电抗查运算曲线所得的 ts 周期分量标幺值;

ΔK_L——励磁顶值校正系数,可由表 5-1 查取。

表 5-1 发电机励磁顶值校正系数 ΔK_L

发电机	t s	计算电抗 X_{js}	ΔK_L	备注
汽轮	0.6	≤0.15	0.1	X_{js}小者用较大的 ΔK_L值
	1	≤0.5	0.2	
	2	≤0.55	0.4～0.3	
	4	≤0.55	0.5～0.4	
水轮	0.6	≤1	0.12～0.18	X_{js}小者用较大的 ΔK_L 值
	1	≤0.8	0.25	
	2	≤0.8	0.35	
	4	≤0.6	0.5	

注:计算电抗不在表中计算范围以内可不校正。

励磁回路的时间常数,在(0.02～0.56)s 的范围内,其对短路电流的影响不超过 5%。

因此,计算时可不修正。

F.2.6　时间常数引起的修正

制作曲线时,同步发电机的标准参数如表5-2所示。当实际发电机的时间常数与标准参数差异较大时,应对短路时间 t 进行修正换算,然后用换算过的时间 t''(或 t')查曲线,以求得 t s实际短路电流。

表5-2　同步发电机的标准参数

机型	X_d(B)	X'_d(B)	X''_d(B)	T'_{d0}(B)	T''_{d0}(B)	T'_d(B)	T''_d(B)
汽轮发电机	1.9040	0.2150	0.1385	9.0283	0.1819	1.0195	0.1172
水轮发电机	0.9851	0.3025	0.2055	5.9000	0.0673	1.8117	0.0457

当 $t \leqslant 0.06$s 时:

$$t'' = \frac{T''_d(B)}{T''_d}t \tag{F.2.6-3}$$

$$\left.\begin{aligned} T''_d(B) &= \frac{X''_d(B)}{X'_d(B)}T''_{d0}(B) \\ T''_d &= \frac{X''_d}{X'_d}T''_{d0} \end{aligned}\right\} \tag{F.2.6-4}$$

式中:T''_{d0}、T''_{d0}(B)——发电机的开路次暂态时间常数;

T''_d、T''_d(B)——发电机的短路次暂态时间常数;

X''_d、X''_d(B)——发电机的次暂态电抗;

X'_d、X'_d(B)——发电机的暂态电抗。

当 $t > 0.06$s 时

$$t' = \frac{T'_d(B)}{T'_d}t \tag{F.2.6-3}$$

$$\left.\begin{aligned} T'_d(B) &= \frac{X'_d(B)}{X_d(B)}T'_{d0}(B) \\ T'_d &= \frac{X'_d}{X_d}T'_d \end{aligned}\right\} \tag{F.2.6-4}$$

式中:T'_{d0}、T'_{d0}(B)——发电机的开路暂态时间常数。

T'_d、T'_d(B)——发电机的短路暂态时间常数;

X'_d、X'_d(B)——发电机的暂态电抗;

X_d、X_d(B)——发电机的同步电抗。

以上各式带有标号(B)者是标准参数;不带标号(B)者是发电机的实际参数。

5.1.3　三相短路电流非周期分量计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录F　短路电流实用计算)

规范引用

F.3.1　基本公式

一个支路的短路电流非周期分量可按下式计算。

起始值：

$$i_{fz0} = -\sqrt{2}I'' \qquad (F.3.1\text{-}1)$$

t s 值：

$$i_{fzt} = i_{fz0}e^{-\frac{\omega t}{T_a}} = -\sqrt{2}I''e^{-\frac{\omega t}{T_a}} \qquad (F.3.1\text{-}2)$$

式中：ω——角频率，$\omega=2\pi f=314.16$；

T_a——衰减时间常数，$T_a=\dfrac{X_\Sigma}{R_\Sigma}$。

F.3.2　多支路迭加法

复杂网络中各独立支路的 T_a 值相差较大时，不宜采用极限法，而应分别进行计算。

衰减时间常数 T_a 相近的分支可以归并化简。复杂网络常常能够近似地化简为具有(3～4)个独立分支的等效网络，多数情况下甚至可以化简为二支等效网络，一支是系统支路，通常 $T_a \leqslant 15$；另一支路是发电机支路，通常 $15 < T_a < 80$。

两个以上支路的短路电流非周期分量可按下式计算。

起始值

$$i_{fz0} = -\sqrt{2}(I''_1 + I''_2 + \cdots + I''_n) \qquad (F.3.2\text{-}1)$$

t s 值

$$i_{fzt} = -\sqrt{2}(I''_1 e^{-\frac{\omega t}{T_{a1}}} + I''_2 e^{-\frac{\omega t}{T_{a2}}} + \cdots + I''_n e^{-\frac{\omega t}{T_{an}}}) \qquad (F.3.2\text{-}2)$$

式中：I''_1、I''_2、I''_n——各支路短路电流周期分量起始值(kA)；

T_{a1}、T_{a2}、T_{an}——各支路衰减时间常数。

F.3.3　衰减时间常数 T_a

在进行各个支路衰减时间常数计算时，其电抗应取归并到短路点的等值电抗(归并时，假定各元件的电阻为零)，其电阻应取归并到短路点的等值电阻(归并时，假定各元件的电抗为零)。

若需要计算短路点的综合的等效时间常数 T_a，可将由式(F.3.2-2)所算出之 i_{fzt} 代入式(F.3.1-2)中求算。在做粗略计算时，T_a 可直接选用表 5-3 中推荐的数值。

表 5-3　不同短路点等效时间常数的推荐值

短路点	T_a	短路点	T_a
汽轮发电机端	80	高压侧母线[主变压器在(10～100)MVA 之间]	35
水轮发电机端	60	远离发电厂的短路点	15
高压侧母线(主变压器在 100MVA)以上	40	发电机在出线电抗器之后	40

在求算短路点各支路的衰减时间常数时，如果缺乏电力系统各元件本身的 X/R 数据时，可选用表 5-4 所列推荐值。

表 5-4　电力系统各元件的 X/R 值

名称	变化范围	推荐值	名称	变化范围	推荐值
有阻尼绕组的水轮发电机	35～95	60	电抗器大于 1000A	40～65	40
75MW 及以上的汽轮发电机	65～120	90	架空线路	0.2～14	6
75MW 以下的汽轮发电机	40～95	70	三芯电缆	0.1～1.1	0.8

续表

名称	变化范围	推荐值	名称	变化范围	推荐值
变压器(100～360)MVA	17～36	25	同步调相机	34～56	40
变压器(10～90)MVA	10～20	15	同步电动机	9～34	20
电抗器 1000A 及以下	15～52	25			

5.1.4 三相短路电流的冲击电流和全电流计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F 短路电流实用计算)

规范引用

F.4.1 冲击电流

冲击电流 i_{ch} 按式(F.4.1-1)计算：

$$i_{ch}=\sqrt{2}K_{ch}I'' \qquad (F.4.1\text{-}1)$$

$$K_{ch}=1+e^{-\frac{0.01\omega}{T_a}} \qquad (F.4.1\text{-}2)$$

式中：K_{ch}——冲击系数，可按表 F.4.1 选用。

表 F.4.1 不同短路点的冲击系数推荐值

短路点	推荐值
发电机端	1.90
发电厂高压侧母线及发电机电压电抗器后	1.85
远离发电厂的地点	1.80

F.4.2 全电流

短路电流全电流最大有效值 I_{ch} 按式(F.4.2)计算：

$$I_{ch}=I''\sqrt{1+2(K_{ch}-1)^2} \qquad (F.4.2)$$

5.1.5 不对称短路电流计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F 短路电流实用计算)

规范引用

F.5.1 序网

不对称短路电流计算宜采用对称分量法。正序和负序网络与三相短路时的网络相同。零序网络由电力系统元件的零序阻抗构成，在零序闭合回路中，至少应有一个中性点直接接地。

正序阻抗和不旋转元件(变压器、电抗器等)的负序阻抗，均取计算三相短路的阻抗；零序阻抗和旋转元件(发电机、调相机等)的负序阻抗取制造厂提供的数据。

发电机和变压器的中性点若系经过阻抗接地，则必须将阻抗增加 3 倍后始能并入零序网络。

变压器的零序阻抗不仅与构造有关，尚与各绕组的连接方式有关，计算时应根据工程实际情况确定。

F.5.2 合成阻抗

计算不对称短路，首先应求出正序短路电流。正序短路电流的合成阻抗标幺值可由式(F.5.2-1)计算：

$$X_{*} = X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(n)} \tag{F.5.2-1}$$

三相短路：$X_{\Delta}^{(3)}=0$

二相短路：$X_{\Delta}^{(2)}=X_{2\Sigma}$

单相短路：$X_{\Delta}^{(1)}=X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}$

二相接地短路：$X_{\Delta}^{(1,1)}=\dfrac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}}$

式中：$X_{1\Sigma}$——正序网络的合成阻抗标幺值；

$X_{2\Sigma}$——负序网络的合成阻抗标幺值；

$X_{0\Sigma}$——零序网络的合成阻抗标幺值；

$X_{\Delta}^{(n)}$——附加阻抗，与短路类型有关，上角符号表示短路的类型。

计算电抗的算式为：

$$X_{js}^{(n)} = \left(1+\frac{X_{\Delta}^{(n)}}{X_{1\Sigma}}\right)X_{js}^{(3)} = X_{*}\frac{S_{N}}{S_{j}} \tag{F.5.2-2}$$

F.5.3 正序短路电流 $I_{d1}^{(n)}$

各种短路型式的正序短路电流 $I_{d1}^{(n)}$ 的计算方法与三相短路电流相同。在计算电抗 $X_{js}^{(n)} \geqslant 3$ 时，按式(F.2.2)计算；在有限电源系统中，查发电机运算电线，按式(F.2.3-1)和式(F.2.3-2)计算。

F.5.4 合成电流 I_d

短路点的短路电流合成电流 I_d 可用式(F.5.4)计算：

$$I_{d}^{(n)} = mI_{d1}^{(n)} \tag{F.5.4}$$

三相短路：$m=1$

二相短路：$m=\sqrt{3}$

单相短路：$m=3$

二相接地短路：$m=\sqrt{3}\sqrt{1-\dfrac{X_{2}X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma})^{2}}}$

式中：m——I_d 与正序电流之比值。

在小接地电流电网中，两相接地短路电流的计算方法与两相短路的情况相同。

在计算非周期分量时，非周期分量的衰减时间常数，理论上是不同的。但一般取 $T_{a}^{(1)} \approx T_{a}^{(2)} \approx T_{a}^{(1.1)} \approx T_{a}^{(3)}$。

5.1.6 短路电流计热效应计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F 短路电流实用计算)

规范引用

F.6.1 基本公式

短路电流在导体和电器中引起的热效应 Q_t 按式(F.6.1)计算：

$$Q_{t} = \int_{0}^{t} i_{dt}^{2}\,dt$$

$$\approx Q_z + Q_f \tag{F.6.1}$$

式中：Q_z——短路电流周期分量引起的热效应(kA^2s)；

Q_f——短路电流非周期分量引起的热效应(kA^2s)；

i_{dt}——短路电流瞬时值(kA)；

t——短路持续时间(s)。

F.6.2　短路电流周期分量热效应 Q_z

短路电流周期分量引起的热效应 Q_z 按式(F.6.2)计算：

$$Q_z = \frac{(I''^2 + 10I_{zt/2}^2 + I_{zt}^2)t}{12} \tag{F.6.2}$$

式中：$I_{zt/2}$——短路电流在($t/2$)s 时的周期分量有效值，kA。

当为多支路向短路点供给短路电流时，I''、$I_{zt/2}$ 和 I_{zt} 分别为各个支路短路电流之和。

短路电流非周期分量引起的热效应 Q_t 按式(F.6.3)计算：

$$Q_t = \frac{T_a}{\omega}\left(1 - e^{-\frac{2\omega t}{T_a}}\right)I''^2 = TI''^2 \tag{F.6.3}$$

式中：T——等效时间(s)，为简化工程计算，可按表 5-6 查得。

F.6.3　短路电流非周期分量热效应 Q_t

表 5-6　非周期分量等效时间　(单位：s)

短路点	T	
	$t \leqslant 0.1$	$t > 0.1$
发电机出口及母线	0.15	0.2
发电厂升高电压母线及出线发电机电压电抗器后	0.08	0.1
变电所各级电压母线及出线	0.05	

F.6.4　校验热效应的计算时间

校验热效应的计算时间取短路持续时间 f，并按式(F.6.4)计算：

$$t = t_b + t_d \tag{F.6.4}$$

式中：t_b——继电保护装置动作时间(s)；

t_d——断路器的全分闸时间(s)。

5.1.7　大容量并联电容器组的短路电流计算

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005 附录 F　短路电流实用计算)

规范引用

F.7.1　一般规定

下列情况可不考虑并联电容器组对短路电流的影响：

①短路点在出线电抗器后；

②短路点在主变压器的高压侧；

③不对称短路；

④计算 ts 周期分量有效值，当 $M=\dfrac{X_S}{X_L}<0.7$ 时；

或者

对于采用(5～6)%串联电抗器的电容器装置$\frac{Q_C}{S_d}$＜5%时；

对于采用(12～13)%串联电抗器的电容器装$\frac{Q_C}{S_d}$＜10%时。

式中：Q_C——并联电容器装置的总容量(Mvar)；

S_d——并联电容器装置安装地点的短路容量(MVA)；

M——系统电抗与电容器装置串联电抗的比值；

X_S——归算到短路点的系统电抗；

X_L——电容器装置的串联电抗。

采用阻尼措施(例如在串联电抗器两端并入一个不大的电阻)，使得电容器组的衰减时间常数 Tc＜0.025s时，能够有效地抑制并联电容器组对短路电流的影响。

F.7.2 ts 短路电流的计算

短路点的 ts 短路电流周期分量按下式计算：

$$I_{zt} = K_{tC} I_{ts} \tag{F.7.2}$$

式中：I_{ts}——系统供给的三相短路电流 ts 周期分量有效值(kA)；

K_{tC}——考虑电容器助增作用的校正系数，由图 5-10 和图 5-11 查得。

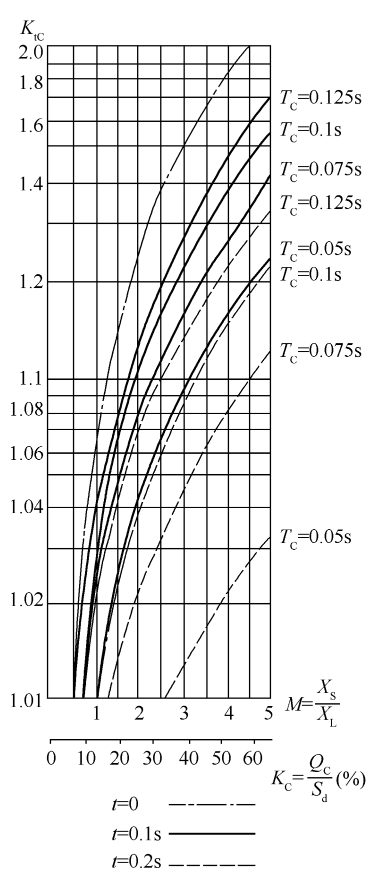


图 5-10 电容器装置助增校正系数曲线 M=12%

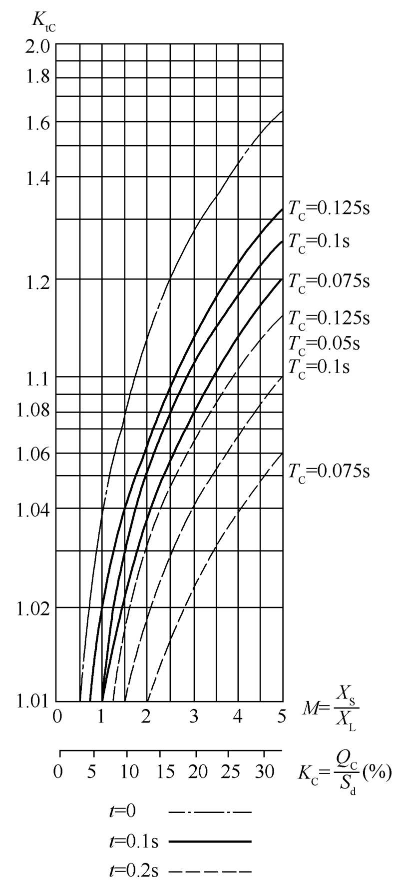


图 5-11 电容器装置助增校正系数曲线 M=6%

F.7.3 冲击电流计算

短路点的冲击短路电流按式(F.7.3)计算:

$$i_{ch} = K_{chc} i_{chs} \tag{F.7.3}$$

式中:i_{chs}——系统供给的冲击电流(kA);

K_{chc}——考虑电容器助增作用的冲击校正系数,由图5-12和图5-13查得。

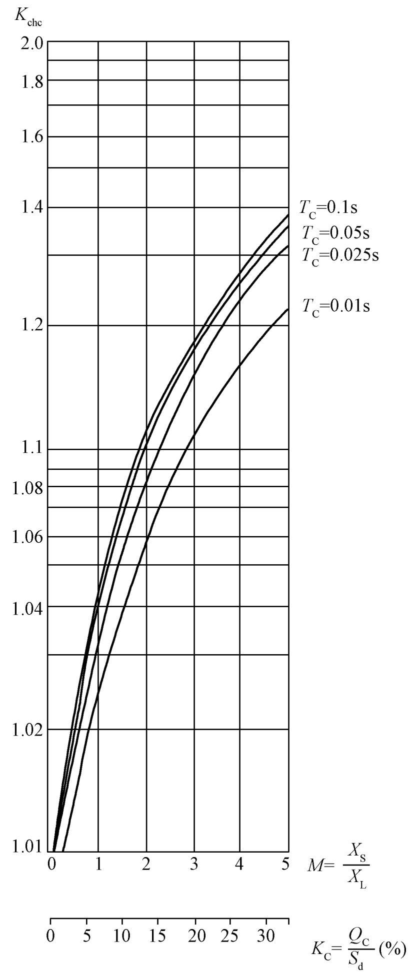


图5-12 电容器装置助增冲击校正系数曲线 $M=6\%$

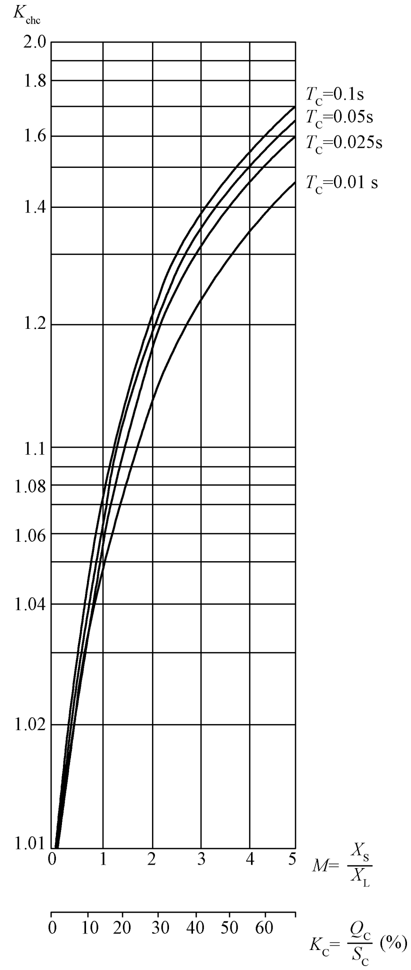


图5-13 电容器装置助增冲击校正系数曲线 $M=13\%$

5.2 短路电流计算结果的应用

应用短路电流计算结果对断路器、隔离开关、电流互感器、高压熔断器、SF_6 封闭组合电器、高压开关柜等设备的选择详见第6章设备选择;对软导线、硬导体、电缆及封闭母线等的选择详见第7章导体及电缆的设计选择;验算接地装置的接触电压和跨步电压详见第10章接地;选择继电保护装置和进行整定计算详见第12章继电保护、安全自动装置及调度自动化。

5.3 限制短路电流的设计措施

5.3.1 从电网结构上采取的限流措施

(1)在电力系统的主网加强联系后,将次级电网解环运行。

(2)在允许的范围内,增大系统的零序阻抗。

(3)加大变压器的阻抗,或将自耦变压器改为普通三绕组变压器,可以减小短路电流,但一般不宜采取此类措施。

(4)根据供电的需要,提高电力系统的电压等级,可以有效地限制短路电流。

(5)采用直流输电或直流联网,可以限制系统的短路电流。

5.3.2 变电所中采取的限流措施

(1)变压器分列运行。

(2)在变压器回路中装设分裂电抗器或电抗器。

(3)采用低压侧为分裂绕组的变压器。

(4)出线上装设电抗器。

(5)变电所母线分段运行。

(6)采用高阻抗变压器。

5.3.3 发电厂中采取的限流措施

(1)发电厂中,在发电机电压母线分段回路中安装电抗器。

(2)变压器分列运行。

(3)采用低压侧为分裂绕组的变压器。

(4)出线上装设电抗器。

6 设备选择

6.1 熟悉电气主设备选择的技术条件和环境条件

6.1.1 电气主设备选择的技术条件

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

5.0.1 选用电器的最高工作电压不应低于所在系统的系统最高电压值，电压值应按照《标准电压》(GB 156—2007)的规定选取。

5.0.2 选用导体的长期允许电流不得小于该回路的持续工作电流。对于断路器、隔离开关、组合电器、封闭式组合电器、金属封闭开关设备、负荷开关、高压接触器等长期工作制电器，在选择其额定电流时，应满足各种可能运行方式下回路持续工作电流的要求。

5.0.3 电器的正常使用环境条件规定为：周围空气温度不高于40℃，海拔不超过1000m。当电器使用在周围空气温度高于40℃(但不高于60℃)时，允许降低负荷长期工作。推荐周围空气温度每增高1K，减少额定电流负荷的1.8%；当电器使用在周围空气温度低于+40℃时，推荐周围空气温度每降低1K，增加额定电流负荷的0.5%，但其最大过负荷不得超过额定电流负荷的20%；当电器使用在海拔超过1000m(但不超过4000m)且最高周围空气温度为40℃时，其规定的海拔每超过100m(以海拔1000m为起点)允许温升降低0.3%。

5.0.4 校验导体和电器动稳定、热稳定以及电器开断电流所用的短路电流，应按系统最大运行方式下可能流经被校验导体和电器的最大短路电流。系统容量应按具体工程的设计规划容量计算，并考虑电力系统的远景发展规划(宜按该工程投产后5～10年规划)。

确定短路电流时，应按可能发生最大短路电流的正常运行方式，不应按仅在切换过程中可能并列运行的接线方式。

5.0.5 校验导体和电器用的短路电流宜符合《三相交流系统短路电流计算 第1部分：电流计算》(GB/T 15544.1—2013)的规定，并应在下列基本假设下进行：

①突然短路发生前，三相交流系统对称运行；

②所有电源的电动势相位角相同；

③同步和异步电动机的转子结构完全对称，定子三相绕组结构完全相同，空间位置相差120°电气角度；

④各静止元件的磁路不饱和，电气设备的参数不随电流大小发生变化；

⑤短路发生在对称短路电流为最大值的瞬间；

⑥不考虑短路点的电弧电阻和变压器的励磁电流；

⑦具有分接开关的变压器，其开关位置均在主分接位置；

⑧在短路持续时间内，短路类型不变。

5.0.6 用最大短路电流校验导体和电器的动稳定和热稳定时，应选取被校验导体或电器通过最大短路电流的短路点，选取短路点应遵守下列规定：

①对不带电抗器的回路，短路点应选在正常接线方式时短路电流为最大的地点；

②对带电抗器的(3～10)kV出线和厂用分支回路，校验母线与母线隔离开关之间隔板前的引线和套管时，短路点应选在电抗器前；校验其他导体和电器时，短路点宜选在电抗器之后。

5.0.7 计算分裂导线次挡距长度和软导线短路摇摆时，应选取计算导线通过最大短路电流的短路点。

5.0.8 用最大短路电流校验开关设备和高压熔断器的开断能力时，应选取使被校验开关设备和熔断器通过的最大短路电流的短路点。短路点应选在被校验开关设备和熔断器出线端子上。

5.0.9 校验电器的开断电流，应按最严重短路型式验算。

5.0.10 仅用熔断器保护的导体和电器可不验算热稳定；除用有限流作用的熔断器保护者外，导体和电器的动稳定仍应验算。

用熔断器保护的电压互感器回路，可不验算动、热稳定。

5.0.11 在校核开关设备开断能力时，短路开断电流计算时间宜采用开关设备实际开断时间(主保护动作时间加断路器开断时间)。

5.0.12 校验跌落式高压熔断器开断能力和灵敏性时，不对称短路分断电流计算时间应取0.01s。

5.0.13 确定短路电流热效应计算时间时，应遵守下列规定：

①对导体(不包括电缆)，宜采用主保护动作时间加相应断路器开断时间。主保护有死区时，可采用能对该死区起作用的后备保护动作时间，并采用相应处的短路电流值。

②对电器，宜采用后备保护动作时间加相应断路器的开断时间。

5.0.14 电器的绝缘水平应按《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)附录B所列数值选取。在进行绝缘配合时，考虑所采用的过电压保护措施后，决定设备上可能的作用电压，并根据设备的绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素，从安全运行和技术经济合理性两方面确定设备的绝缘水平。

5.0.15 在正常运行和短路时，电器引线的最大作用力不应大于电器端子允许的荷载。

屋外配电装置的导体、套管、绝缘子和金具，应根据当地气象条件和不同受力状态进行力学计算，其安全系数不应小于表6-1所列数值。

表6-1 导体和绝缘子的安全系数

类别	载荷长期作用时	载荷短期作用时
套管，支持绝缘子及其金具	2.5	1.67
悬式绝缘子及其金具[a]	4	2.5

续表

类别	载荷长期作用时	载荷短期作用时
软导线	4	2.5
硬导体[b]	2.0	1.67

注:a 悬式绝缘子的安全系数对应于1h机电试验载荷,而不是破坏载荷。若是后者,安全系数则分别为5.3和3.3。
b 硬导体的安全系数对应于破坏应力,而不是屈服点应力。若是后者,安全系数则分别为1.6和1.4。

6.1.2 电气主设备选择的环境条件

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

6.0.1 选择导体和电器时,应按当地环境条件校核。当气温、风速、湿度、污秽、海拔、地震、覆冰等环境条件超出一般电器的基本使用条件时,应通过技术经济比较分别采取下列措施:

①向制造部门提出补充要求,制订符合当地环境条件的产品;

②在设计或运行中采用相应的防护措施,如采用屋内配电装置、水冲洗、减震器等。

6.0.2 选择导体和电器的环境温度宜采用表6-2所列数值。

表6-2 选择导体和电器的环境温度

类别	安装场所	环境温度/℃	
		最高	最低
裸导体	屋外	最热月平均最高温度	
	屋内	该处通风设计温度。当无资料时,可取最热月平均最高温度加5℃	
电器	屋外	年最高温度	年最低温度
	屋内电抗器	该处通风设计最高排风温度	
	屋内其他	该处通风设计温度。当无资料时,可取最热月平均最高温度加5℃	

注:①年最高(或最低)温度为一年中所测得的最高(或最低)温度的多年平均值。
②最热月平均最高温度为最热月每日最高温度的月平均值,取多年平均值。

6.0.3 选择屋外导体时,应考虑日照的影响。对于按经济电流密度选择的屋外导体,如发电机引出线的封闭母线、组合导线等,可不校验日照的影响。

计算导体日照的附加温升时,日照强度取0.1W/cm^2,风速取0.5m/s。

日照对屋外电器的影响,应由制造部门在产品设计中考虑。当缺乏数据时,可按电器额定电流的80%选择设备。

6.0.4 选择导体和电器时所用的最大风速,可取离地面10m高、30年一遇的10min平均最大风速。最大设计风速超过35m/s的地区,可在屋外配电装置的布置中采取措施。阵风对屋外电器及电瓷产品的影响,应由制造部门在产品设计中考虑。

500kV电器宜采用离地面10m高、50年一遇10min平均最大风速。

6.0.5 在积雪、覆冰严重地区,应尽量采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度,应大于安装场所最大覆冰厚度。

6.0.6 选择导体和电器的相对湿度，应采用当地湿度最高月份的平均相对湿度。对湿度较高的场所，应采用该处实际相对湿度。当无资料时，相对湿度可比当地湿度最高月份的平均相对湿度高5%。

6.0.7 为保证空气污秽地区导体和电器的安全运行，在工程设计中应根据污秽情况选用下列措施：

①增大电瓷外绝缘的有效爬电比距，选用有利于防污的材料或电瓷造型，如采用硅橡胶、大小伞、大倾角、钟罩式等特制绝缘子。

②采用热缩增爬裙增大电瓷外绝缘的有效爬电比距。

③采用六氟化硫全封闭组合电器(GIS)或屋内配电装置。

发电厂、变电站污秽分级标准见附录C。

6.0.8 对安装在海拔高度超过1000m地区的电器外绝缘应予校验。当海拔高度在4000m以下时，其试验电压应乘以系数K，系数K的计算公式如下：

$$K=\frac{1}{1.1-\frac{H}{1000}} \tag{6.0.8}$$

式中：H——安装地点的海拔高度(m)。

6.0.9 对环境空气温度高于40℃的设备，其外绝缘在干燥状态下的试验电压应取其额定耐受电压乘以温度校正系数K_t。

$$K_t=1+0.0033(T-40) \tag{6.0.9}$$

式中：T——环境空气温度(℃)。

6.0.10 选择导体和电器时，应根据当地的地震烈度选用能够满足地震要求的产品。

对8度及以上的一般设备和7度及以上的重要设备应该核对其抗震能力，必要时进行抗震强度验算。

在安装时，应考虑支架对地震力的放大作用。电器的辅助设备应具有与主设备相同的抗震能力。

6.0.11 电器及金具在1.1倍最高工作相电压下，晴天夜晚不应出现可见电晕，110kV及以上电压户外晴天无线电干扰电压不宜大于500μV，并应由制造部门在产品设计中考虑。

6.0.12 电器噪声水平应满足环保标准要求。电器的连续噪声水平不应大于85dB。断路器的非连续噪声水平，屋内不宜大于90dB；屋外不应大于110dB[测试位置距声源设备外沿垂直面的水平距离为2m，离地高度(1～1.5)m处]。

6.2 发电机、变压器、电抗器、电容器的选择

6.2.1 发电机的选择

6.2.1.1 发电机的容量

(1)发电厂的机组容量应根据电力系统的规划容量、负荷增长速度和电网结构等因素进行选择。

(2)发电机在额定频率、额定电压及额定功率因数和额定冷却介质条件下，机端的连续

输出功率应为铭牌额定功率。

(3)发电机的额定容量应与汽轮机的额定出力相匹配;发电机的最大连续输出容量应与汽轮机最大连续输出工况(TMCR)下的出力相匹配,且其功率因数和氢压均应与额定值相同,但其冷却器进水温度宜与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致。长期运行时各部分的温升应满足《隐极同步发电机技术要求》(GB/T 7064—2008)的要求。

(4)发电机的容量一般情况下应符合表6-3及表6-4的要求。

表6-3 空冷电机基本系列(50HZ)

额定功率 P_N /MW	额定容量 S_N /MVA	额定电压 U_N /kV	额定功率因数 cosφ	效率(规定值总损耗容差+10%)[a] η
12	15	6.3,10.5	0.8	97.0
15	18.75			
25	31.25			97.4
30	37.5			
50	62.5			98.2
60	75			
100	117.7	10.5	0.85	98.4
125	147	13.8		
135	158.8	13.8		
150	176.46	13.8,15.75		
200	235.3	15.75,18	0.85	98.5
300	353	18~22	0.85	98.6

注:a 总损耗容差允许+10%。

表6-4 氢冷和水冷基本系列(50HZ)

额定功率 P_N /MW	额定容量 S_N /MVA	额定电压 U_N /kV	额定功率因数 cosφ	效率(规定值总损耗容差+10%)[a] η
100	117.7	10.5,13.8	0.85	98.4
125	147			
135	158.5			
200	235.3	15.75	0.85	98.6
300	353	18,20,24	0.85	98.7
600	666.66	20,22,24	0.9	98.8
900	1000	24,27	0.9	98.9
1000	1111.1	24,27	0.9	98.9
1200	1333.33	24,27	0.9	99
1500	1666.66	27.30	0.9	99

注:a 总损耗容差允许+10%

6.2.1.2 发电机的额定电压

1. 发电机的额定电压应符合《标准电压》(GB/T 156—2007)的相关规定。

2. 发电机在空载额定电压和额定转速时,其线电压正弦波形畸变率应不超过5%,电流

谐波因数不超过1.5%。

3. 发电机定、转子绝缘系统应采用B级或B级以上耐热等级的绝缘材料，其定、转子及励磁绕组的绝缘电阻应满足相关规定。

4. 制造厂应采用适当的措施防止有害的轴电流，并将转轴良好地接地，电机在运行时应能测试出绝缘电阻值。

5. 发电机转子应进行1.2倍额定转速的超速试验，对50Hz历时2min，对60Hz历时1min。

6. 电动机应能承受一定数量的稳态和瞬态负序电流。当三相负载不对称，且每相电流均不超过额定定子电流(I_N)，其负序电流分量(I_2)与额定电流I_N之比(I_2/I_N)符合《旋转电机定额和性能》(GB 755—2008)规定时，应能连续运行。当发生不对称故障时，故障运行的$(I_2/I_N)^2$和时间t_s的乘积也应符合《旋转电机定额和性能》(GB 755—2008)规定，见表6-5。

7. 噪声的工程测定方法按《旋转电机噪声测定方法及限值》(GB/T 10069.1—2006)，声压级限值不超过92dB(A)。

8. 发电机在异常方式及事故状态下应满足下列要求：

(1)发电机应具有短时过负荷能力，过负荷能力应满足《旋转电机噪声测定方法及限值》(GB/T 10069.1—2006)相关要求。

(2)发电机在额定功率因数下，电压变化范围为±5%及频率变化为±2%时，能连续输出额定功率。

(3)在选择发电机时应要求制造厂提供发电机出力图，以便控制发电机的运行极限。该图应在额定电压、额定频率、额定氢压(若氢冷)下画出，发电机应运行在与所选电压、频率、氢压相应的出力图边界以内，超出边界运行将缩短发电机寿命。

表6-5 下平衡负载运行限值

序号	电机型式	连续运行时的 I_2/I_N 最大值	故障运行时的$(I_2/I_N)^2$ 最大值
	间接冷却的转子		
1	空冷	0.1	15
2	氢冷	0.1	10
	直接冷却的转子		
3	≤350MVA	0.08	8
4	>350MVA且≤900MVA	$0.08-\frac{S_N-350}{3\times10^4}$	$8-0.00545(S_N-350)$
5	>900MVA且≤1250MVA	同上	5
6	>1250MVA且≤1600MVA	0.05	5

注：S_N为额定容量(MVA)。

(4)发电机的短路比、直轴瞬态电抗和直轴超瞬态电抗应符合《隐极同步发电机的技术要求》(GB/T 7064—2008)的要求。

(5)发电机的启动次数。一般情况下，转子在它的使用寿命期限内，在机械上应能承受的启动次数不少于3000次。

(6)对两班制调峰运行的电动机，转子在它的使用寿命期限内，在机械上应能承受的启动次数不少于10000次。

9. 发电机冷却方式。发电机的冷却方式可采用空冷、水冷、氢冷或者两种介质的冷却

方式。采用空冷时,冷却空气温度不超过+40℃,超过时应按《旋转电机定额和性能》(GB/T 755—2008)有关条款修正。各种冷却方式下,冷却器的进、出口温度应满足《隐极同步发电机的技术要求》(GB/T 7064—2008)的要求。

10. 氢、油、水系统及发电机本体结构。

(1)发电机的氢、油、水系统应满足发电机正常运行输出额定功率的要求并与汽轮机的各工况相匹配,同时应满足发电机异常运行及事故后的安全停机的要求。不同厂家的同容量的发电机在冷却方式的选择,氢、油、水等系统的配置均可能有所不同,设计人员应选择该厂家技术较成熟的系统。

(2)汽轮发电机的轴系自然扭振频率应避开工频及两倍工频。

(3)发电机组各部分结构强度应满足承受发电机出口端电压为105%的额定电压时发电机出线端三相短路故障。

11. 励磁系统。

(1)励磁系统应满足《同步电机励磁系统定义》(GB/T 7409.1—2008)的要求,对于大型汽轮发动机如采用机端自并励,则励磁系统还应满足《大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件》(DL/T 650—1998)的要求。

(2)励磁系统可根据不同生产厂家的汽轮发电机组,选择采用旋转励磁机或静止励磁机方式。

(3)励磁系统应能承受发电机出口三相短路或不对称短路而不应产生有害变形。

(4)励磁系统的强励电压倍数一般应大于等于2,并且应满足所在电力系统的暂态稳定的要求。

12. 电网的要求。

(1)汽轮发电机应满足电力系统的要求。当系统要求时,发电机应具有失磁异步运行、进相运行、调峰运行和不对称运行的能力。

(2)发电机组应有承受高压输电线路出口单相重合闸的能力。

(3)发电机与汽轮机及励磁机连接的靠背轮应能承受电力系统故障发生振荡或扭振的机械应力而不发生折断或变形。

13. 水轮发电机的选择。

(1)水轮发电机的主要参数、结构型式和总体布置应满足系统对电厂的要求,并符合相关标准。

(2)发电机的额定输出功率应与水轮机的额定输出功率相匹配。

(3)发电机额定电压应根据不同额定容量、转速,经经济技术比较后选用下列电压等级:3.15、6.3、10.5、13.8、15.75、18、20kV。

(4)发电机发电工况的额定功率因数宜根据电力系统的要求并经经济技术比较后确定。一般为:额定容量50MVA及以下者不低于0.80(滞后);额定容量50～200MVA及以下者不低于0.85(滞后);额定容量200～350MVA及以下者不低于0.875(滞后);额定容量350MVA及以上者不低于0.90(滞后)。

(5)发电机的冷却方式,优先采用密闭循环通风冷却方式。当每极容量接近或超过空冷制造限值时,经论证合理可采用外加通风机的强迫通风、转子空冷、定子水冷或其他冷却介质等冷却方式。

(6)大容量发电机中性点接地方式宜采用高电阻接地方式。

(7)水轮发电机应设置机械制动装置。

(8)发电机应具备长期进相和滞相运行的性能，进相运行在0.95时应能长期运行。

(9)发电机在不对称的电力系统运行时，如任意一相电流不超过额定值，且其负序电流分量与额定电流之比不超过下列数值时，应能长期运行：

①额定容量125MVA及以下的空气冷却发电机不超过12%；

②额定容量125MVA以上的空气冷却发电机不超过9%；

③定子绕组直接水冷却的发电机不超过6%。

(10)发电机在故障情况下短时不对称运行时，应能承受的负序电流分量I_2与额定电流I_N之比的平方与允许不对称运行时间t(s)之积$(I_2/I_N)^2t$应为下列数值：

①空气冷却的发电机：40s；

②定子绕组直接水冷却的发电机：20s。

(11)发电机在事故条件下允许短时过电流，但不应发生有害变形及接头开焊等情况。定子绕组过电流倍数与相应的允许持续时间按相关规定确定，但达到表中允许持续时间的过电流次数平均每年不超过2次。

(12)发电机应能适应在系统中调峰、调频及开停机频繁的运行要求。调峰用水轮发电机允许年启动次数一般不超过1000次。

(13)发电机励磁系统型式可采用电压源自并激晶闸管整流励磁系统，也可采用其他型式和结构的励磁系统。励磁系统的参数应与发电机的定子、转子结构和电力系统要求等相匹配，其基本技术条件应符合《同步电机励磁系统大、中型同步发电机励磁系统技术要求》(GB/T 7409.3—2007)的规定。

6.2.2 变压器的选择

规范引用 《电力系统设计手册》

一、主变压器容量和台数

(一)发电厂主变压器容量和台数的确定

1.具有发电机电压母线的主变压器

连接在发电机电压母线与系统之间的主变压器容量，应按下列条件计算。

(1)当发电机电压母线上最小负荷时，能将发电机电压母线上剩余容量送入系统，但可不考虑出现频率极少的最小负荷的特殊情况。

(2)当发电机电压母线上最大一台发电机组停用时，能由系统供给发电机电压的最大负荷。在电厂分期建设过程中，在事故断开最大一台发电机组的情况下，通过变压器向系统取得电能时，可以考虑变压器的允许过负荷能力和限制非重要负荷。

(3)根据系统经济运行的要求(如充分利用丰水季节的水能)而限制本厂输出功率时，能供给发电机电压的最大负荷。

(4)按上述条件计算时，应该考虑负荷曲线的变化和逐年负荷的发展。特别注意发电厂初期运行，当发电机电压母线负荷不大时，能将发电机电压母线上的剩余容量送入系统。

(5)发电机电压母线与系统连接的变压器一般选用两台。对主要由发电机电压供电、而系统电源仅作为备用的地方电厂，则允许只装设一台主变压器作为发电厂与系统间的联络。

对小型发电厂，接在发电机电压母线上的主变压器宜设置一台。对装有两台主变压器的发电厂，其变压器容量按能承担70%的电厂容量选择，即当其中一台主变压器退出运行时，另一台主变压器仍能承担全部电厂的容量。

2.单元接线的主变压器

发电机与主变压器为单元连接时，主变压器的容量可按下列条件中的较大者选择：

(1)按发电机的额定容量扣除本机组的厂用负荷后，留有10%裕度。

(2)按汽轮发电机组的最大连续输出容量扣除本机组的厂用负荷。

当采用扩大单元接线时，应采用分裂绕组变压器，其容量应等于按上述(1)或(2)算出的两台机组容量之和。

3.连接两种升高电压母线的联络变压器

(1)满足两种电压网络在各种不同运行方式下，网络间的有功功率和无功功率的交换。

(2)其容量一般不小于接在两种电压母线上最大一台机组的容量，以保证最大一台机组故障或检修时，通过联络变压器来满足本侧负荷的要求；同时也可在线路检修或故障时，通过联络变压器将其剩余容量送入另一侧系统。

(3)为了布置和引接的方便，联络变压器一般装设一台，最多不超过两台。

(4)联络变压器一般采用自耦变压器。在按上述原则选择容量时，要注意低压侧接有大量无功设备的情况，必须全面考虑有功功率和无功功率的交换，以免限制自耦变压器容量的充分利用。

(二)变电所主变压器容量和台数的确定

1.主变压器容量的确定

(1)主变压器容量一般按变电所建成后5～10年的规划负荷选择，并适当考虑到远期10～20年的负荷发展。对于城郊变电所，主变压器应与城市规划相结合。

(2)根据变电所所带负荷的性质和电网结构来确定主变压器的容量。对于有重要负荷的变电所，应考虑当一台主变压器停运时，应保证用户的一级和二级负荷；对一般性变电所，当一台主变压器停运时，其余变压器容量应能保证全部负荷的70%～80%。

(3)同级电压的单台降压变压器容量的级别不宜太多，应从全网出发，推行系列化、标准化。

2.主变压器台数的确定

(1)对大城市郊区的一次变电所，在中、低压侧已构成环网的情况下，变电所以装设两台主变压器为宜。

(2)对地区性孤立的一次变电所或大型工业专用变电所，在设计时应考虑装设3～4台主变压器的可能性。

(3)对于规划只装设两台变压器的变电所，应结合远景负荷的发展，研究其变压器基础是否需要按大于变压器容量的要求设计，以便负荷发展时，有调换更大容量的变压器的可能性。

二、主变压器型式的选择

(一)相数的选择

1.发电厂、变电所主变压器相数的选择

选择主变压器的相数，需考虑如下原则：

(1)当不受运输条件限制时，在电压为330kV及以下的发电厂和变电所，应尽可能选用

三相变压器。

(2)当发电厂与系统连接的电压为 500kV 时,经过技术经济比较,以确定是选用三相变压器,还是在容量过大而制造有困难时选用两台同容量的三相变压器或单相变压器组。对于单机容量为 300MW、并直接升压到 500kV 的,一般选用三相变压器。

(3)对于 500kV 变电所,除需考虑运输条件外,尚应根据所供负荷和系统的情况,分析一台(或一组)变压器故障或停电检修时对系统的影响。

2.备用相设置的原则

(1)在发电厂选用单相变压器组时,可根据系统和设备情况,确定是否需要装设备用相。为节约投资,当地区内发电厂之间距离较近、运输条件较方便,而且采用的变压器型式相同时,则可考虑两个发电厂或几个发电厂台用一台备用相。

(2)对 500kV 变电所的单相变压器组,应考虑一台变压器故障或停电检修时,对电力系统工频过电压的影响,经技术经济论证后确定是否需要装设备用相。对于容量、阻抗、电压等技术参数相同的两台或多台主变压器,首先应考虑共用一台备用相。备用相是否需要采用隔离开关和切换母线工作相互连接,可根据备用相在替代工作相的投入过程中,是否允许较长时间停电和变电所的布置条件等工程具体情况确定。

(二)绕组数量和连接方式的选择

1.发电厂、变电所主变压器绕组数量

(1)最大机组容量为 125MW 及以下的发电厂,当有两种电压等级向用户供电或与系统连接时,宜采用三绕组变压器,每个绕组的通过容量应达到该变压器额定容量的 15%及以上。两种电压等级的三绕组变压器一般不超过两台。

(2)对于 200MW 及以上的机组,其升压变压器一般不宜采用三绕组变压器。

(3)联络变压器一般应选用三绕组变压器,其低压绕组可考虑接高压厂用启动/备用变压器或无功补偿装置。

(4)在具有三种电压的变电所中,如通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器容量的 15%以上,或低压侧虽无负荷,但在变电所内需装设无功补偿设备时,主变压器宜选用三绕组变压器。

(5)对深入至负荷中心、具有直接从高压降为低压供电条件的变电所,为简化电压等级或减少重复降压容量,可采用双绕组变压器。

2.绕组连接方式

变压器绕组的连接方式必须和系统电压相位一致,否则不能并列运行。电力系统采用的绕组连接方式一般是Y和△,高、中、低三侧绕组如何组合要根据具体工程来确定。

我国 110kV 及以上电压变压器绕组都采用Y连接;35kV 亦采用Y连接,其中性点多通过消弧线圈接地。35kV 以下电压,变压器绕组都采用△连接。

由于 35kV 采用Y连接方式,与 220、110kV 系统的线电压相角位移为 0°(相位 0 点),这样当电压比为 220/110/35kV,高、中压为自耦连接时,变压器的第三绕组如向 35kV 供电,其连接方式就不能选用三角形接法,否则从电压相位看就不能与现有 35kV 系统并网。因而设计中应选用三个或两个绕组全星形接线的变压器。

三、主变压器阻抗和电压调整方式的选择

(一)主变压器阻抗的选择

变压器的阻抗实质就是绕组间的漏抗。阻抗的大小主要决定于变压器的结构和使用的

材料。当变压器的电压比和结构、型式、材料确定之后,其阻抗大小一般和变压器容量关系不大。

从电力系统稳定和供电电压质量考虑,希望主变压器的阻抗越小越好;但阻抗偏小又会使系统短路电流增加,高、低压电器设备选择遇到困难;另外阻抗的大小还要考虑变压器并联运行的要求。主变压器阻抗的选择要考虑如下原则:

(1)各侧阻抗值的选择必须从电力系统稳定、无功分配、继电保护、短路电流、调相调压和并联运行等方面进行综合考虑,并应以对工程起决定作用的因素来确定。

(2)对双绕组普通变压器,一般按标准规定值选择。

(3)对三绕组的普通型和自耦型变压器,其最大阻抗是放在高、中压侧还是高、低压侧,必须按上述第(1)条原则来确定。目前国内生产的变压器有“升压型”和“降压型”两种结构。“升压型”的绕组排列顺序为自铁芯向外依次为中、低、高,所以高、中压侧阻抗最大;“降压型”的绕组排列顺序为自铁芯向外依次为低、中、高,所以高、低压侧阻抗最大。

(二)主变压器电压调整方式的选择

变压器的电压调整用分接开关切换变压器的分接头,从而改变变压器变比。切换方式有两种:不带负荷切换,称为无励磁调压,调整范围通常在±5%以内;另一种是带负载切换,称为有载调压,调整范围可达20%~30%。

选择有载调压方式的原则如下:

(1)对于220kV及以上的降压变压器,仅在电网电压可能有较大波动的情况下,采用有载调压方式,一般不应选用。

(2)对于110kV及以下的变压器,设计时宜考虑至少有一级变压器采用有载调压方式。

(3)发电厂的升压变压器,当发电机运行出力昼夜变化大时;发电厂与电网连接的联络变压器,其传输功率的送受方向昼夜变化多时,设计中应优先考虑选用有载调压方式。

超高压电网中广泛采用自耦变压器,自耦变压器有载调压方式,有公共绕组中性点侧调压、串联绕组末端调压及中压侧线端调压等三种。应根据变压器的电压、容量、运行方式要求进行选择。

(1)中性点侧调压方式。中性点侧调压方式的优点是调压绕组及调压装置的工作电压低,绝缘水平要求较低。三相变压器可使用三相分接开关,分接头电流较小,因而造价低、可靠性高。但这种调压方式在调压时,第三绕组电压会出现电压偏移现象,当升高中压侧电压时,同时将降低低压侧的电压。另外,调压过程中,主绕组的感应电动势亦随之变化,从而可能出现过励磁现象,如果第三绕组连接有电抗器、电容器或调相机等调相设备,会更加剧电压升高的数值,使运行特性变坏。在发电厂中,如用于联络变压器,低压绕组不接任何电源,将可减轻调压问题所造成的困难。因此,中性点侧调压方式适用于容量较小、电压较高、变化较大的自耦变压器。

(2)中压侧线端调压方式。它是将有载分接开关直接接于中压倒出线端部的中压侧线端调压方式,其最大优点是在高压侧电压保持不变、中压侧电压变化时,可以按电压升高与降低相应地增加或减少匝数,保持每匝电动势不变,从而保证自耦变压器铁芯磁通密度为一恒定数值,消除了过激磁现象,使第三绕组电压不致发生波动。如果高压侧电压变化时,变压器的激磁状态虽然也会发生变化,影响到低压侧的电压数值,但这种变化远较中性点调压方式为小,并不会大于电压变化范围。这种调压方式在调压过程中,会引起变压器的电抗参数变化和效益系数改变。在制造方面,当高压侧受到电压冲击时,对具有电气直接联系的中

压侧调压绕组和切按装置，需要加强保护，其绝缘水平亦要求较高，造价也随之提高。因此，中压侧线端调压适用于中压侧电压变化较大的情况。当自耦变压器主要是将高压侧电能向中压侧传输，同时低压侧负荷较小且高压侧电压变化时所受影响不大时，为保持与此联系的电网的电压水平，可考虑采用这种调压方式。

(3)串联绕组末端调压方式。在高压侧进行直接调压的串联绕组末端调压方式，也是一种保证铁芯磁通密度恒定的线端调压方式。它可以在中压侧电压不变、高压倒电压变化时，改变匝数，保证低压电压稳定。但是，随着可调电压提高，对调压绕组和分接开关的绝缘水平要求更高，切换电流也大，结构更为复杂，在制造技术上会遇到更大的困难。对调压绕组的空间位置、连接方式以及和其他绕组的相互位置，都要进行最佳选择，以保证调压过程中的电抗偏离最少。因此，串联绕组末端调压适用于大容量自耦变压器高压侧电压变化较大的情况。

需要指出的是，在500kV超高压电网中，一般均具有足够的无功功率调整手段(调整直接升压至500kV电压的发电机无功，调整500kV降压变电所中低压侧可投切的无功设备)，使电网中的无功功率在各种运行方式下基本就地平衡，从而保证了合格的电压波动。因此，今后的发展趋势是用调整无功容量的方法来替代有载调压分接头。尽量在供电网络中的变压器上选用有载调压方式，减少用户端的电压波动，这样在经济上和技术上更为有利。

规范引用

《电力变压器选用导则》(GB/T 17468—2008)

4 选用变压器的一般原则

选用变压器技术参数，应以变压器整体的可靠性为基础，综合考虑技术参数的先进性和合理性、经济性，结合运行方式和损耗评价的方式，提出技术经济指标。同时还要考虑可能对系统安全运行、环保、节材、运输和安装空间等方面的影响。

4.1 变压器符合的标准和技术规范

在选用变压器时，应明确变压器应符合的标准(国家标准、行业标准、国际标准和国外标准)名称和代号。

在选用变压器时，用户应明确提出变压器的技术规范和参数，一般应按《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所用三相变压器技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)、《变压器类产品型号编制方法》(JB/T 10318—2010)的规定来选择。如有其他要求，应与制造方协商后在合同中规定。

除例行试验外，如果要求变压器重做型式试验项目、特殊试验项目、研究性试验项目，则应在询价和订货时与制造方协商，并在合同中规定。

4.2 变压器的类型

电力变压器按用途可分为：升压变压器、降压变压器、配电变压器、联络变压器和厂用变压器；按绕组型式可分为：双绕组变压器、三绕组变压器和自耦变压器；按相数可分为：三相变压器和单相变压器；按调压方式可分为：无调压变压器、无励磁调压变压器和有载调压变压器；按冷却方式分为：自冷变压器、风冷变压器、强迫油循环自冷变压器、强迫油循环风冷变压器、强迫油循环水冷变压器、强迫导向油循环风冷变压器和强迫导向油循环水冷变压器，其对应的产品型号见《变压器类产品型号编制方法》(JB/T 3837—2010)。

4.2.1 三绕组变压器

三绕组变压器一般用于具有三种电压等级的变电所。

4.2.2 自耦变压器

自耦变压器一般用于联络两种不同电压网络系统或用于连接两个中性点直接接地系统。

4.2.3 三相变压器和单相变压器

发电机升压变压器和变电所降压变压器通常采用三相变压器。若因制造和运输条件限制,可采用单相变压器组或现场组合的变压器。当选用单相变压器组时,应根据所联接的电力系统和设备情况,考虑是否装设备用相。

4.3 额定电压和电压组合

4.3.1 额定电压

额定电压是指单相或三相变压器线路端子之间指定施加的或空载时感应出的电压。

4.3.1.1 降压用变压器的输入、输出端额定电压通常为:

降压用变压器输入端电压为:3kV、6kV、10kV、15kV、20kV、35kV、66kV、110kV、220kV、330kV、500kV。

降压用变压器输出端电压为:0.4kV、33kV、63(66)kV、10.5(11)kV、21(22)kV、37(38.5)kV、115(121)kV、230(242)kV。

4.3.1.2 升压用变压器的输入、输出端额定电压通常为:

发电机变压器输入电压为:3.15kV、6.3kV、11(10.5)kV、13.8kV、15.75kV、18kV、20kV、24kV。

变压器的输出电压为:40.5kV、72.5kV、126kV、252kV、363kV、550kV。

4.3.1.3 如另有要求,应由用户与制造方协商,并在合同中规定。

4.3.2 电压组合

油浸式电力变压器按《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)的规定,干式电力变压器按《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)的规定。如另有要求,应由用户与制造方协商,并在合同中规定。

4.4 额定容量

额定容量是指输入到变压器的视在功率值(包括变压器本身吸收的有功功率和无功功率)。选择容量时应按相应的标准(《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)),尽量采用《优先数和优先数系》(GB/T 321—2005)中的 R10 优先数系。

4.4.1 发电机升压变压器

发电机变压器的额定容量一般根据发电机的额定功率及其功率因数确定。

4.4.2 变电所降压变压器

应参考《电力变压器 第7部分:油浸式电力变压器负载导则》(GB/T 1094.7—2008)或《电力变压器 第12部分:干式电力变压器负载导则》(GB/T 1094.12—2013)中的正常周期

负载图所推荐的变压器在正常寿命损失下的负载条件，经济地估算变压器的额定容量，同时还应考虑电网发展情况。

4.4.3 配电变压器

配电变压器的容量选择，应根据《电力变压器 第7部分：油浸式电力变压器负载导则》(GB/T 1094.7—2008)或《电力变压器 第12部分：干式电力变压器负载导则》(GB/T 1094.12—2013)及工程设计部门提供的用电设备安装容量(可为假设负荷)来确定其容量，并按照

《配电变压器能效技术经济评价导则》(DL/T 985—2012)进行技术经济评价。

4.4.4 单相变压器

单相变压器组成的变压器组中，各单相变压器容量可取三相变压器容量的三分之一，取值尽可能靠到标准容量系列，且有效位数保留到个位MVA(例如167MVA)。

4.4.5 容量分配

对于三绕组变压器的高、中、低压绕组容量的分配应按各侧绕组所带实际负荷进行分配，推荐按《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)的规定。对于发电厂用分裂变压器的容量分配，推荐按《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)的规定。

4.5 分接

4.5.1 分接位置的选择

分接头一般按以下原则布置：

①在高压绕组上而不是在低压绕组上，电压比大时更应如此。

②在星形联结绕组上，而不是在三角形联结的绕组上(特殊情况下除外，如变压器为Dyn联结时，可在D联结绕组上设分接头)。

4.5.2 调压方式的选用原则

一般原则如下：

①无调压变压器一般用于发电机升压变压器和电压变化较小且另有其他调压手段的场所；

②无励磁调压变压器一般用于电压波动范围较小，且电压变化较少的场所；

③有载调压变压器一般用于电压波动范围较大，且电压变化比较频繁的场所；

④在满足使用要求的前提下，能用无调压的尽量不用无励磁调压；能用无励磁调压的尽量不采用有载调压；无励磁分接开关应尽量减少分接数目，可根据电压变动范围只设最大、最小和额定分接；

⑤自耦变压器采用公共绕组中性点侧调压者，应验算第三绕组电压波动不致超出允许值。在调压范围大、第三绕组电压不允许波动范围大时，推荐采用中压侧线端调压。对于特高电压变压器可以采用低压补偿方式，补偿低压绕组电压；

⑥并联运行时，调压绕组分接区域及调压方式应相同。

4.5.3 分接范围

应尽量按实际需求设置分接范围，一般按《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)选择。

4.5.3.1　无励磁调压范围

①对于小容量(10000kVA 以下)低电压(35kV 及以下)的小型发电机变压器,其分接范围应根据其网络情况由用户自定;

②对于额定电压为 13.8kV、15.75kV、18kV、20kV、24kV、额定容量在 16～50MVA 的发电厂自用变压器,额定电压为 66kV、110kV、220kV、500kV 级发电机变压器,如果必须用分接,其电压调整范围推荐为:±5%、$^{+5}_{0}$%,$^{0}_{-5}$%;

③对于 500kV 及以上的发电机升压变压器,不推荐变压器带调压分接。

4.5.3.2　有载调压范围

①对电压等级为 6kV、10kV 级变压器,推荐其有载调压范围为±4×2.5%,并且在保证分接范围不变的情况下,正、负分接挡位可以改变,如$^{+3}_{-5}$×2.5%;

②对电压等级为 35kV 级变压器,推荐其有载调压范围为±3×2.5%,并且在保证分接范围不变的情况下,正、负分接挡位可以改变,如$^{+2}_{-4}$×2.5%;

③对电压等级为 66kV～220kV 级变压器,其有载调压范围为±8×1.25%,正、负分接挡位可以改变;

④对电压等级为 330kV 级和 500kV 级的变压器,其有载调压范围一般为±8×1.25%。

4.6　绝缘水平

绝缘水平应满足运行中各种过电压与长期最高工作电压作用的要求,与绝缘配合有关。油浸式电力变压器的绝缘水平按《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》(GB 1094.3—2003)的规定,干式电力变压器绝缘水平按《电力变压器 第 11 部分:干式变压器》(GB 1094.11—2007)的规定。当变压器与 GIS 联接时,应考虑 GIS 中的隔离开关操作产生快速瞬变过电压(VFTO)对变压器绕组绝缘的影响。

4.7　损耗

电力变压器损耗应符合《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《三相配电变压器能效限定值及能效等级》(GB 20052—2013)、《发电厂和变电所自用三相变压器技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)的规定。产品损耗水平按《变压器类产品型号编制方法》(JB/T 3837—2010)的规定。

注:计算负载损耗时,油浸式电力变压器参考温度为 75℃,干式电力变压器参考温度对各种绝缘系统是不同的,一般取绕组平均温升加 20℃。

4.8　短路阻抗

选择短路阻抗时应符合《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)的要求。

对于高阻抗变压器,可以设置电抗器。电抗器可以置于油箱内或油箱外。

对于高阻抗变压器,是为限制过大的短路电流要求而提高短路阻抗的,对 110kV 和 220kV 城网供电的双绕组变压器,其短路阻抗最好分挡,例如:110kV 可分为 10.5%、12.5%、14.5%、16.5%、23%;220kV 可分为 14%、18%、22%、26%。还应考虑系统电压调整率和无功补偿;对于三绕组变压器,提高的是高—低及中—低阻抗,高—中阻抗与常规变压器相同。

选用发电厂用分裂变压器，应适当增大短路阻抗及容量。

4.9 三相系统变压器绕组联结方法

一台三相变压器或拟结成三相的单相变压器组，其绕组的联结方法应根据该变压器是否与其他变压器并联运行、中性点是否引出和中性点的负载要求来选择。

联结方法对变压器的设计和所需材料的用量有影响。在某些情况下选择联结方法时，还须考虑铁芯的结构形式和气象条件。如某些地区须用特殊接法：10kV 与 110kV 输电系统电压相量差 60°的电气角，此时可采用 110/35/10kV 电压比与 Ynd11y10 接法的三相三绕组电力变压器；多雷地区可选 Dy 或 Yz。

尽量不选用全星形接法的变压器，如必须选用(除配电变压器外)，应考虑设立单独的三角形接线的稳定绕组。稳定绕组的额定容量一般不超过一次额定容量的 50%，其绝缘水平还应考虑其他绕组的传递过电压。对于联结组标号为 Yyn0 的配电变压器，其铁芯不宜采用三相五柱结构。

4.9.1 联结方法

绕组联结方法的选择按《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)的规定，其常用的联结组见《电力变压器选用导则》(GB/T 17468—2008)附录 A。

4.9.2 联结特点

三种绕组联结方法的主要特点见表 6-6。

表 6-6 三种绕组联结方法的主要特点

	星形联结		三角形联结	曲折形联结
中性点的负载能力	与其他绕组的联结方法和变压器所连接系统的零序阻抗有关		—	可带绕组额定电流的负载
励磁电流	三次谐波电流不能通过(中性点绝缘，无三角形联结的绕组)	三次谐波电流至少能在变压器的一个绕组中通过(中性点引出)	三次谐波电流能在三角形联结绕组中通过	
相电压	含有三次谐波电压[a]	正弦波	正弦波	—

注：a 在三相三柱心式变压器中，三次谐波电压值不大，但在三相五柱心式变压器、三相壳式变压器和联结成三相组的单相变压器中，三次谐波电压可能较高，以致中性点出现相应的漂移。

4.10 冷却方式

在满足温升限值的情况下，冷却方式尽量采用自冷、风冷，冷却装置尽量采用片式散热器。

4.10.1 油浸式电力变压器冷却方式的选择：

①油浸自冷(ONAN)：75000kVA 及以下产品。

②油浸风冷(ONAF)：180000kVA 及以下产品。

③强迫油循环风冷(OFAF)：90000kVA 及以上产品。

④强迫油循环水冷(OFWF)：一般水力发电厂 75000kVA 及以上的升压变压器采用。

⑤强迫导向油循环风冷或水冷(ODAF 或 ODWF)：120000kVA 及以上产品；

⑥冷却装置的布置形式有两种,一种为冷却装置固定在变压器油箱上;另一种为冷却装置集中固定在支架上,通过导油管与变压器油箱联结。选用时用户应向制造方提供选用冷却装置安装方式并在合同中注明。具有自然冷却能力的散热器通常固定在变压器的油箱上。

⑦选用强迫油循环风冷却器或导向油循环风冷却器时,当油泵与风扇失去供电电源时,变压器不能长时间运行,即使空载也不能长时间运行。因此,应选择两个独立电源供冷却装置使用。

当选用强迫油循环风冷片式散热器时,也应选择两个独立电源供冷却装置使用。

4.10.2 干式电力变压器冷却方式的选择

标准规定的干式电力变压器冷却方式为空气自冷,根据用户要求,干式电力变压器可加装风机。干式电力变压器冷却方式的标志按《电力变压器 第11部分:干式变压器》(GB 1094.11—2007)规定。

4.11 变压器油和油保护系统

4.11.1 变压器制造方一般按例行试验时所注入的某种牌号的油供给用户。用户对变压器油另有要求时,应在订货合同中规定。对变压器油的要求:

①根据变压器安装地点的环境平均最低温度合理选择变压器油的牌号;

②提出合理的变压器油性能要求[一般按《运行中变压器油质量》(GB/T 7595—2007)];

③要求变压器油的油基(环烷基或石腊基);

④油与绝缘材料及结构材料的相容性。

4.11.2 在选用变压器时,用户应提出对油保护系统的要求,并在订货合同中规定。常用的油保护系统有:

①采用波纹油箱或膨胀式散热器。这种系统可自行补偿油的体积膨胀,可不装设储油柜,一般适用于小容量的变压器。

②装有胶囊、隔膜或波纹结构的储油柜,此结构能使油与空气隔开,以实现全密封。

4.11.3 交货的变压器中应注入或供新油,且应不混油。已运行的变压器如果需要补充油时应遵照以下原则:

①不同油基的变压器油应不混合使用;

②同一油基不同牌号的油不宜混合使用;

③被混合使用的油,其质量均需符合《运行中变压器油质量》(GB/T 7595—2007))的规定;

④新油或相当于新油质量的同一油基不同牌号变压器油混合使用时,应按混合油的实测凝点决定其是否可用,不能仅按化学和电气性能合格就混合使用;

⑤运行中的油与相同牌号新油混合时,应预先进行混合油样的氧化安定性试验,无沉淀物方可混合使用。

⑥进口油或来源不明的油与不同牌号运行油混合使用时,应预先进行参加混合的各种油及混合后油样的老化试验。当混油质量不低于原运行油时,方可混合使用;若相混油都是新油,其混合油的质量应不低于最差的一种新油。

4.11.4 如果用户需用自己采购的油注入变压器时,应在订货合同中规定。为了确保变压器运行的可靠性,用户和制造方应就4.11.1中的要求达成一致。

4.12 变压器的技术参数和制造成本

选用变压器时，技术参数由变压器服务的电力系统和运行条件所决定。一些性能方面的技术参数，如负载损耗、短路阻抗、空载损耗、空载电流、冷却方式、调压方式等，《油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451—2008)、《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228—2008)、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》(JB/T 2426—2004)、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》(JB/T 10317—2014)中已有规定。它们不仅与变压器的安全运行和经济运行有关，而且直接影响其制造成本，为了降低变压器的能耗，或从环保及安全运行角度提出高于标准规定的参数或特殊要求时(如声级水平、油箱强度、绝缘水平或高海拔)，应考虑制造成本的增加。有关信息见《电力变压器选用导则》(GB/T 17468—2008)附录B。

6 三相系统中变压器并联运行

并联运行是指并联的各变压器的两个绕组，采用同名端子对端子的直接相连方式下的运行。《电力变压器选用导则》(GB/T 17468—2008)只考虑双绕组变压器的并联运行。

6.1 并联运行的条件

①钟时序数要严格相等；

②电压和电压比要相同，允许偏差也相同(尽量满足电压比在允许偏差范围内)，调压范围与每级电压要相同；

③短路阻抗相同，尽量控制在允许偏差范围±10%以内，还应注意极限正分接位置短路阻抗与极限负分接位置短路阻抗要分别相同；

④容量比在0.5～2之间；

⑤频率相同。

6.2 联结方法

一般应符合《电力变压器应用导则》(GB/T 13499—2002)和《电力变压器选用导则》(GB/T 17468—2008)附录C的规定。

6.2.3 电抗器的选择

《并联电容器装置设计规范》(GB 50227—2008)

规范引用

5.5.1 串联电抗器选型时，选用干式电抗器或油浸式电抗器，应根据工程条件经技术经济比较确定。

安装在屋内的串联电抗器，宜采用设备外漏磁场较弱的干式铁芯电抗器或类似产品。

5.5.2 串联电抗器电抗率选择，应根据电网条件与电容器参数经相关计算分析确定，电抗率取值范围应符合下列规定：

(1)仅用于限制涌流时，电抗率宜取0.1%～1.0%。

(2)用于抑制谐波时，电抗率应根据并联电容器装置接入电网处的背景谐波含量的测量值选择。当谐波为5次及以上时，电抗率宜取4.5%～5.0%；当谐波为3次及以上时，电抗率宜取12%，亦可采用4.5%～5.0%与12%两种电抗率混装方式。

5.5.3 并联电容器装置的合闸涌流限值，宜取电容器组额定电流的20倍；当超过时，应采用装设串联电抗器予以限制。电容器组投入电网时的涌流计算，应符合《并联电容器装置设计规范》(GB 50227—2008)附录A的规定。

5.5.4 串联电抗器的额定电压和绝缘水平，应符合接入处的电网电压要求。

5.5.5 串联电抗器的额定电流应等于所连接的并联电容器组的额定电流，其允许过电流不应小于并联电容器组的最大过电流值。

5.5.6 并联电容器装置总回路装设有限流电抗器时，应计入其对电容器分组回路电抗率和母线电压的影响。

规范引用 **《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)**

14.1 基本规定

14.1.1 电抗器应按下列技术条件选择：

①电压；

②电流；

③频率；

④电抗百分数；

⑤电抗器额定容量；

⑥动稳定电流；

⑦热稳定电流；

⑧安装方式；

⑨进出线型式；

⑩绝缘水平；

⑪噪声水平。

14.1.2 电抗器尚应按下列使用环境校验：

①环境温度；

②相对湿度；

③海拔高度；

④地震烈度。

14.2 限流电抗器

14.2.1 普通限流电抗器的额定电流应按下列条件选择：

①主变压器或馈线回路的最大可能工作电流。

②发电厂母线分段回路的限流电抗器，应根据母线上事故切断最大一台发电机时，可能通过电抗器的电流选择，一般取该台发电机额定电流的(50～80)%。

③变电站母线回路的限流电抗器应满足用户的一级负荷和大部分二级负荷的要求。

14.2.2 分裂限流电抗器的额定电流按下类条件选择：

①当用于发电厂的发电机或主变压器回路时，一般按发电机或主变压器额定电流的70%选择。

②当用于变电站主变压器回路时，应按负荷电流大的一臂中通过的最大负荷电流选择。当无负荷资料时，可按主变压器额定电流的70%选择。

14.2.3 普通电抗器的电抗百分值应按下列条件选择和校验：

①将短路电流限制到要求值。

②正常工作时，电抗器的电压损失不得大于母线额定电压的5%，对于出线电抗器，尚应计及出线上的电压损失。

③当出线电抗器未装设无时限继电保护装置时,应按电抗器后发生短路,母线剩余电压不低于额定值的(60～70)%校验。若此电抗器接在6kV发电机主母线上,则母线剩余电压应尽量取上限值。

对于母线分段电抗器、带几回出线的电抗器及其他具有无时限继电保护的出线电抗器不必校验短路时的母线剩余电压。

14.2.4 分裂电抗器的自感电抗百分值,应按将短路电流限制到要求值选择,并按正常工作时分裂电抗器两臂母线电压波动不大于母线额定电压的5%校验。

14.2.5 分裂电抗器的互感系数,当无制造部门资料时,一般取0.5。

14.2.6 对于分裂电抗器在正常工作时两臂母线电压的波动计算,若无两臂母线实际负荷资料,则可取一臂为分裂电抗器额定电流的30%,另一臂为分裂电抗器额定电流的70%。

14.2.7 分裂电抗器应分别按单臂流过短路电流和两臂同时流过反向短路电流两种情况进行动稳定校验。

14.3 并联电抗器

14.3.1 高压并联电抗器除14.1节规定外,还应按下列技术条件选择:

①最高工作电压;

②连接方式;

③励磁特性;

④谐波电流幅值;

⑤感抗偏差;

⑥油箱振动的最大双振幅值;

⑦中性点电抗器;

⑧中性点的绝缘水平;

⑨各侧套管式电流互感器。

14.3.2 低压并联电抗器中性点应为线端全绝缘水平。

14.3.3 三相高压并联电抗器应采用三相五柱式。

14.3.4 对于可按系统运行情况投切的并联电抗器应选用自动投切方式。

14.4 并联电抗器中性点小电抗器

14.4.1 中性点小电抗应根据电力系统的情况按加速潜供电弧熄灭或抑制谐振过电压的要求选择小电抗值。

14.4.2 中性点小电抗的额定电流按下列条件选择:

①潜供电流不应大于20A;

②输电线路三相不平衡引起的零序电流,一般取线路最大工作电流的0.2%;

③并联电抗器三相电抗不平衡引起的中性点电流,一般取并联电抗器额定电流的(5～8)%。

14.4.3 按故障状况校验小电抗的温升,故障电流可取(200～300)A,时间可取10s。

14.4.4 中性点小电抗的绝缘水平主要取决于出现在中性点上的最大过电压,应根据实际计算的最大过电压确定小电抗的绝缘水平。

6.2.4 电容器的选择

规范引用 《并联电容器装置设计规范》(GB 50227—2008)

5.2.1 电容器选型应符合下列规定：

①组成并联电容器装置的电容器,可选用单台电容器、集合式电容器、自愈式电容器。单组容量较大时,宜选用单台容量为500kvar及以上的电容器。

②电容器的温度类别应根据安装地点的环境空气温度或屋内冷却空气温度选择。

③安装在严寒、高海拔、湿热带等地区和污秽、易燃、易爆等环境中的电容器,应满足环境条件的特殊要求。

5.2.2 电容器额定电压选择,应符合下列要求：

①宜按电容器接入电网处的运行电压进行计算。

②电容器应能承受1.1倍长期工频过电压。

③应计入串联电抗器引起的电容器运行电压升高。接入串联电抗器后,电容器运行电压应按下式计算：

$$U_c=\frac{U_s}{\sqrt{3}S}\cdot\frac{1}{1-K} \tag{5.2.2}$$

式中:U_c——电容器的运行电压(kV)；

U_s——并联电容器装置的母线运行电压(kV)；

S——电容器组每相的串联段数；

K——电抗率。

5.2.3 电容器的绝缘水平,应按电容器接入电网处的电压等级、由电容器组接线方式确定的串并联组合、安装方式要求等,根据电容器产品标准选取。

5.2.4 单台电容器额定容量选择,应根据电容器组容量和每相电容器的串联段数和并联台数确定,宜在电容器产品额定容量系列的优先值中选取。

5.2.5 低压电容器设备选择,应根据环境条件和使用技术要求选择低压并联电容器装置。

6.3 开关电器和保护电器的选择

6.3.1 开关电器

6.3.1.1 高压开关设备

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

9.1 基本规定

9.1.1 开关设备及其操动机构应按下列技术条件选择：

①电压；

②电流；
③极数；
④频率；
⑤绝缘水平；
⑥开断电流；
⑦短路关合电流；
⑧失步开断电流；
⑨动稳定电流；
⑩热稳定电流；
⑪特殊开断性能；
⑫操作顺序；
⑬端子机械载荷；
⑭机械和电气寿命；
⑮分、合闸时间；
⑯过电压；
⑰操动机构型式，操作气压，操作电压，相数；
⑱噪声水平。

9.1.2 开关设备尚应按下列使用环境条件校验：
①环境温度；
②日温差；
③最大风速；
④相对湿度；
⑤污秽等级；
⑥海拔高度；
⑦地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、③、⑤款；在屋外使用时，则不校验④款。

9.2 高压断路器

9.2.1 断路器的额定电压应不低于系统的最高电压；额定电流应大于运行中可能出现的任何负荷电流。

9.2.2 在校核断路器的断流能力时，宜取断路器实际开断时间（主保护动作时间与断路器分闸时间之和）的短路电流作为校验条件。

9.2.3 在中性点直接接地或经小阻抗接地的系统中选择断路器时，首相开断系数应取1.3；在110kV及以下的中性点非直接接地的系统中，则首相开断系数应取1.5。

9.2.4 断路器的额定短时耐受电流等于额定短路开断电流，其持续时间额定值在110kV及以下为4s；在220kV及以上为2s。

对于装有直接过电流脱扣器的断路器不一定规定短路持续时间，如果断路器接到预期开断电流等于其额定短路开断电流的回路中，则当断路器的过电流脱扣器整定到最大时延时，该断路器应能在按照额定操作顺序操作，且在与该延时相应的开断时间内，承载通过的电流。

9.2.5 当断路器安装地点的短路电流直流分量不超过断路器额定短路开断电流幅值

的 20%时,额定短路开断电流仅由交流分量来表征,不必校验断路器的直流分断能力。如果短路电流直流分量超过 20%时,应与制造厂协商,并在技术协议书中明确所要求的直流分量百分数。

9.2.6 断路器的额定关合电流,不应小于短路电流最大冲击值(第一个大半波电流峰值)。

9.2.7 对于 110kV 以上的系统,当电力系统稳定要求快速切除故障时,应选用分闸时间不大于 0.04s 的断路器;当采用单相重合闸或综合重合闸时,应选用能分相操作的断路器。

9.2.8 对于 330kV 及以上系统,在选择断路器时,其操作过电压倍数应满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)的要求。

9.2.9 对担负调峰任务的水电厂、蓄能机组、并联电容器组等需要频繁操作的回路,应选用适合频繁操作的断路器。

9.2.10 用于为提高系统动稳定装设的电气制动回路中的断路器,其合闸时间不宜大于(0.04～0.06)s。

9.2.11 用于切合并联补偿电容器组的断路器,应校验操作时的过电压倍数,并采取相应的限制过电压措施。(3～10)kV 宜用真空断路器或 SF_6 断路器。容量较小的电容器组,也可使用开断性能优良的少油断路器。35kV 及以上电压级的电容器组,宜选用 SF_6 断路器或真空断路器。

9.2.12 用于串联电容补偿装置的断路器,其断口电压与补偿装置的容量有关,而对地绝缘则取决于线路的额定电压,220kV 及以上电压等级应根据所需断口数量特殊订货;110kV 及以下电压等级可选用同一电压等级的断路器。

9.2.13 当断路器的两端为互不联系的电源时,设计中应按以下要求校验:

①断路器断口间的绝缘水平满足另一侧出现工频反相电压的要求;

②在失步下操作时的开断电流不超过断路器的额定反相开断性能;

③断路器同极断口间的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比一般取为 1.15～1.3;

④当断路器起联络作用时,其断口的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比,应选取较大的数值,一般不低于 1.2。

当缺乏上述技术参数时,应要求制造部门进行补充试验。

9.2.14 断路器尚应根据其使用条件校验下列开断性能:

①近区故障条件下的开合性能;

②异相接地条件下的开合性能;

③失步条件下的开合性能;

④小电感电流开合性能;

⑤容性电流开合性能;

⑥二次侧短路开断性能。

9.2.15 选择断路器接线端子的机械荷载,应满足正常运行和短路情况下的要求。一般情况下断路器接线端子的机械荷载不应大于表 6-7 所列数值。

表 6-7 断路器接线端子允许的机械荷载

额定电压/kV	额定电流/A	水平拉力/N		垂直力(向上及向下)/N
		纵向	横向	
12		500	250	300
40.5～72.5	≤1250 ≥1600	500 750	400 500	500 750
126	≤2000 ≥2500	1000 1250	750 750	750 1000
252～363	1250～3150	1500	1000	1250
550		2000	1500	1500

注:当机械荷载计算值大于表 6-7 所列数值时,应与制造厂商定。

9.2.16 当系统单相短路电流计算值在一定条件下有可能大于三相短路电流值时,所选择断路器的额定开断电流值应不小于所计算的单相短路电流值。

9.3 发电机断路器

9.3.1 发电机断路器灭弧及绝缘介质可以选用 SF_6、压缩空气或真空,也可以选用少油式。

9.3.2 为减轻因发电机断路器三相不同期合、分而产生负序电流对发电机的影响,发电机断路器宜选用机械三相联动操动机构。

9.3.3 发电机断路器三相不同期合闸时间应不大于 10ms,不同期分闸时间应不大于 5ms。

9.3.4 发电机断路器可以根据工程具体情况选用卧式或立式布置;安装位置不应存在有害烟雾、水蒸气、盐雾及细菌生长;为减轻发电机断路器异常热应力对断路器套管、基础及母线的影响,宜在断路器与母线连接处增加软连接装置。

9.3.5 在不同的环境和负荷条件下,发电机断路器应能承载发电机最大连续容量时的持续电流,且各部位温度极限不超过规定值。对装有强制冷却装置断路器,当断路器强制冷却系统故障时必须考虑发电机减出力,并校核负荷电流降低速率,允许电流值和允许时间。

9.3.6 在校核发电机断路器开断能力时,应分别校核系统源和发电源在主弧触头分离时对称短路电流值、非对称短路电流值及非对称短路电流的直流分量值;在校核系统源对称短路电流时应考虑厂用高压电动机的影响。

对发电机断路器而言,系统直流分量衰减时间常数 t 可能大于 60ms,因此选择发电机出口断路器时必须校验断路器的直流分断能力。

9.3.7 发电机断路器应具有失步开断能力,其额定失步开断电流应为额定短路开断电流的 25%或 50%;应校核各种失步状态下的电流值,必要时应采取适当的措施(如装设电流闭锁装置)以保证发电机断路器开断时的电流不超过额定失步开断电流;全反相条件下的开断可以不作为发电机断路器的失步开断校核条件。

9.3.8 发电机断路器开断短路电流、负荷电流及失步电流时,暂态恢复电压应满足相应标准规定,首相开断系数和幅值系数可取 1.5。

9.3.9 如发电机断路器在某些情况下兼起隔离开关的作用,应设置观察窗,以便监视断口的状态。

大容量发电机断路器应具有内部空气温度的监测装置,反映断路器分、合闸位置是否正常的监测装置。

6.3.1.2 负荷开关

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

10.1 基本规定

10.1.1 负荷开关及其操作机构应按下列技术条件选择:

①电压;
②电流;
③频率;
④绝缘水平;
⑤动稳定电流;
⑥热稳定电流;
⑦开断电流;
⑧关合电流;
⑨机械荷载;
⑩操作次数;
⑪过电压;
⑫操动机构型式,操作电压,相数;
⑬噪声水平。

10.1.2 负荷开关尚应按下列使用环境条件校验:

①环境温度;
②最大风速;
③相对湿度;
④覆冰厚度;
⑤污秽;
⑥海拔高度;
⑦地震烈度。

注:当在屋内使用时,可不校验②、④、⑤款;在屋外使用时,则不校验③款。

10.2 高压负荷开关

10.2.1 当负荷开关与熔断器组合使用时,负荷开关应能关合组合电器中可能配用熔断器的最大截止电流。

10.2.2 当负荷开关与熔断器组合使用时,负荷开关的开断电流应大于转移电流和交接电流。

10.2.3 负荷开关的有功负荷开断能力和闭环电流开断能力应不小于回路的额定电流。

10.2.4 选用的负荷开关应具有切合电感、电容性小电流的能力。应能开断不超过10A[(3～35)kV]、25A(63kV)的电缆电容电流或限定长度的架空线充电电流,以及开断1250kVA[(3～35)kV]、5600kVA(63kV)配电变压器的空载电流。

10.2.5 当开断电流超过10.2.4条的限额或开断其电容电流为额定电流80%以上的电容器组时，应与制造部门协商，选用专用的负荷开关。

10.3 重合器

10.3.1 重合器灭弧及绝缘介质可以选用油、真空和SF_6。

10.3.2 重合器应具有明显的电源侧或负荷侧标志，保护用电流互感器装在重合器电源侧，测量用电流互感器装在重合器负荷侧。

10.3.3 重合器应能开断与额定短路开断电流对应的非对称短路电流。

10.3.4 重合器的额定短路关合电流和额定动稳定电流峰值均为其额定短路开断电流的2.5倍。

10.3.5 重合器首相开断系数应取1.5。

10.3.6 重合器的额定操作顺序中含有四个单元操作，即：

分—t—合分—t—合分—t—合分—闭锁

其中每一单元操作应有快慢两种A－s曲线以供选择。t为产品技术条件规定的最短重合间隔。

10.3.7 额定短路持续时间分2s和4s两挡。对装有串联分闸线圈的重合器，不规定短路持续时间，但当重合器按照其额定操作顺序操作而分闸整定在最慢速时，在开断时间内，重合器应能连续4次通过额定短路开断电流。

10.4 分段器

10.4.1 分段器的额定关合电流不宜小于短路电流最大冲击值。

10.4.2 分段器的计数次数为3次，并根据需要可调节为1或2次。跌落式分段器计数次数为2次。

10.4.3 分段器没有标准的过负荷电流能力，但制造厂应提供分段器允许的过负荷范围及其运行特性。

10.5 真空接触器

10.5.1 真空接触器应按下列技术条件选择：

①额定电压；

②额定电流；

③额定开断电流；

④额定关合电流；

⑤额定动稳定电流；

⑥额定热稳定电流；

⑦额定热稳定时间；

⑧半波允许通过电流；

⑨极限开断电流；

⑩绝缘水平；

⑪机械寿命；

⑫真空接触器合闸电流；

⑬真空接触器分闸电流；

⑭电气寿命。

10.5.2 真空接触器尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；
②相对湿度；
③海拔高度；
④地震烈度。

10.5.3 真空接触器应具有很高的可靠性，能频繁操作，在使用中不应出现误分、误合或拒分、拒合。

10.5.4 真空接触器应具有可靠的机械锁扣装置。

10.5.5 真空接触器应具有动作计数和分合位置指示功能。

6.3.1.3 高压隔离开关

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

11.0.1 隔离开关及其操作机构应按下列技术条件选择：
①电压；
②电流；
③频率；
④绝缘水平；
⑤动稳定电流；
⑥热稳定电流；
⑦分合小电流、旁路电流和母线环流；
⑧接线端机械荷载；
⑨单柱式隔离开关的接触区；
⑩分、合闸装置及电磁闭锁装置操作电压；
⑪操动机构型式，气动机构的操作气压。

11.0.2 隔离开关尚应按下列使用环境条件校验：
①环境温度；
②最大风速；
③覆冰厚度；
④相对湿度；
⑤污秽；
⑥海拔高度；
⑦地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、③、⑤款；在屋外使用时，则不校验④款。

11.0.3 对隔离开关的型式选择应根据配电装置的布置特点和使用要求等因素，进行综合技术经济比较后确定。

11.0.4 隔离开关应根据负荷条件和故障条件所要求的各个额定值来选择，并应留有适当裕度，以满足电力系统未来发展的要求。

11.0.5 隔离开关没有规定承受持续过电流的能力，当回路中有可能出现经常性断续过电流的情况时，应与制造厂协商。

11.0.6 当安装的63kV及以下隔离开关的相间距离小于产品规定的最小相间距离

时，应要求制造厂根据使用条件进行动、热稳定性试验。原则上应进行三相试验，当试验条件不具备时，允许进行单相试验。

11.0.7　单柱垂直开启式隔离开关在分闸状态下，动静触头间的最小电气距离不应小于配电装置的最小安全净距 B 值。

11.0.8　为保证检修安全，63kV 及以上断路器两侧的隔离开关和线路隔离开关的线路侧宜配置接地开关。

隔离开关的接地开关，应根据其安装处的短路电流进行动、热稳定校验。

11.0.9　选用的隔离开关应具有切合电感、电容性小电流的能力，应使电压互感器、避雷器、空载母线、励磁电流不超过 2A 的空载变压器及电容电流不超过 5A 的空载线路等，在正常情况下操作时能可靠切断，并符合有关电力工业技术管理的规定。当隔离开关的技术性能不能满足上述要求时，应向制造部门提出，否则不得进行相应的操作。

隔离开关尚应能可靠切断断路器的旁路电流及母线环流。

11.0.10　屋外隔离开关接线端的机械荷载不应大于表 6-8 所列数值。机械荷载应考虑母线（或引下线）的自重、张力、风力和冰雪等施加于接线端的最大水平静拉力。当引下线采用软导线时，接线端机械荷载中不需再计入短路电流产生的电动力。但对采用硬导体或扩径空心导线的设备间连线，则应考虑短路电动力。

表 6-8　屋外隔离开关接线端允许的机械荷载

额定电压/kV		额定电流/A	水平拉力/N		垂直力（向上、下）/N
			纵向	横向	
12			500	250	300
40.5～72.5		≤1250 ≥1600	750 750	400 500	500 750
126		≤2000 ≥3150	1000 1250	750 750	750 1000
252～363	单柱式	1250～3150	2000	1500	1000
	多柱式	1250～3150	1500	1000	1000
550	单柱式	2500～4000	3000	2000	1500
	多柱式	2500～4000	2000	1500	1500

注：①如果机械荷载计算值超过本表规定值时，应和制造厂协商另定。

②安全系数为：静态不小于 3.5，动态不小于 1.7。

11.0.11　隔离开关操作机构的型式宜根据工程实际情况选择电动或手动操作机构。

6.3.2　保护电器

6.3.2.1　高压熔断器

《导体和电器选择设计技术规定》（DL/T 5222—2005）

规范引用

17.0.1　高压熔断器应按下列技术条件选择：

①电压；

②电流；

③开断电流;

④保护熔断特性。

17.0.2 高压熔断器尚应按下列使用环境条件校验:

①环境温度;

②最大风速;

③污秽;

④海拔高度;

⑤地震烈度。

注:当在屋内使用时,可不校验②、③款。

17.0.3 高压熔断器的额定开断电流应大于回路中可能出现的最大预期短路电流周期分量有效值。

17.0.4 限流式高压熔断器不宜使用在工作电压低于其额定电压的电网中,以免因过电压而使电网中的电器损坏。

17.0.5 高压熔断器熔管的额定电流应大于或等于熔体的额定电流。熔体的额定电流应按高压熔断器的保护熔断特性选择。

17.0.6 选择熔体时,应保证前后两极熔断器之间,熔断器与电源侧继电保护之间,以及熔断器与负荷侧继电保护之间动作的选择性。

17.0.7 高压熔断器熔体在满足可靠性和下一段保护选择性的前提下,当在本段保护范围内发生短路时,应能在最短的时间内切断故障,以防止熔断时间过长而加剧被保护电器的损坏。

17.0.8 保护电压互感器的熔断器,只需按额定电压和开断电流选择。

17.0.9 发电机出口电压互感器高压侧熔断器的额定电流应与发电机定子接地保护相配合,以免电压互感器二次侧故障引起发电机定子接地保护误动作。

17.0.10 变压器回路熔断器的选择应符合下列规定:

①熔断器应能承受变压器的容许过负荷电流及低压侧电动机成组启动所产生的过电流;

②变压器突然投入时的励磁涌流不应损伤熔断器,变压器的励磁涌流通过熔断器产生的热效应可按(10～20)倍的变压器满载电流持续 0.1s 计算,当需要时可按(20～25)倍的变压器满载电流持续 0.01s 校验。

③熔断器对变压器低压侧的短路故障进行保护,熔断器的最小开断电流应低于预期短路电流。

17.0.11 电动机回路熔断器的选择应符合下列规定:

①熔断器应能安全通过电动机的容许过负荷电流;

②电动机的启动电流不应损伤熔断器;

③电动机在频繁地投入、开断或反转时,其反复变化的电流不应损伤熔断器。

17.0.12 保护电力电容器的高压熔断器选择,应符合《并联电容器装置设计规范》(GB 50227—2008)的规定。

17.0.13 跌落式高压熔断器的断流容量应分别按上、下限值校验,开断电流应以短路全电流校验。

17.0.14 除保护防雷用电容器的熔断器外,当高压熔断器的断流容量不能满足被保护

回路短路容量要求时，可采用在被保护回路中装设限流电阻等措施来限制短路电流。

6.3.2.2 避雷器

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

20.1.1 阀式避雷器应按下列技术条件选择：

①避雷器额定电压(U_r)；

②避雷器持续运行电压(U_c)；

③工频放电电压；

④冲击放电电压和残压；

⑤通流容量；

⑥额定频率；

⑦机械载荷。

20.1.2 避雷器尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②最大风速；

③污秽；

④海拔高度；

⑤地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、③款。

20.1.3 采用阀式避雷器进行雷电过电压保护时，除旋转电机外，对不同电压范围，不同系统接地方式的避雷器选型如下：

①有效接地系统，范围Ⅱ应该选用金属氧化物避雷器；范围Ⅰ宜采用金属氧化物避雷器。

②气体绝缘全封闭组合电器和低电阻接地系统应选用金属氧化物避雷器。

③不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，根据系统中谐振过电压和间歇性电弧接地过电压等发生的可能性及其严重程度，可任选金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器。

20.1.4 旋转电机的雷电侵入波过电压保护，宜采用旋转电机金属氧化物避雷器或旋转电机磁吹阀式避雷器。

20.1.5 阀式避雷器标称放电电流下的残压(U_{res})，不应大于被保护电器设备(旋转电机除外)标准雷电冲击全波耐受电压(BIL)的71%。

20.1.6 有串联间隙金属氧化物避雷器和碳化硅阀式避雷器的额定电压，在一般情况下应符合下列要求：

①110kV及220kV有效接地系统不低于$0.8U_m$。

②(3～10)kV和35kV、66kV系统分别不低于$1.1U_m$和U_m；3kV及以上具有发电机的系统不低于1.1倍发电机最高运行电压。

③中性点避雷器的额定电压，对(3～20)kV和35kV、66kV系统，分别不低于$0.64U_m$和$0.58U_m$；对(3～20)kV发电机，不低于0.64倍发电机最高运行电压。

20.1.7 采用无间隙金属氧化物避雷器作为雷电过电压保护装置时，应符合下列要求：

①避雷器的持续运行电压和额定电压应不低于表6-9所列数值。

②避雷器能承受所在系统作用的暂时过电压和操作过电压能量。

表 6-9 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压和额定电压

系统接地方式		持续运行电压/kV		额定电压/kV	
		相地	中性点	相地	中性点
有效接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.45U_m$	$0.75U_m$	$0.57U_m$
	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.13U_m(0.45U_m)$	$0.75U_m$	$0.17U_m(0.57U_m)$
	330kV、500kV	$U_m/\sqrt{3}(0.59U_m)$	$0.13U_m$	$0.75U_m(0.8U_m)$	$0.17U_m$
不接地	(3～20)kV	$1.1U_m$;U_{mg}	$0.64U_m$;$U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.38U_m$;$1.25U_{mg}$	$0.8U_m$;$0.72U_{mg}$
	35kV、66kV	U_m	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$0.72U_{mg}$
消弧线圈		U_m;U_{mg}	$U_m/\sqrt{3}$;$U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.25U_m$;$1.25U_{mg}$	$0.72U_m$;$0.72U_{mg}$
低电阻		$0.8U_m$		U_m	
高电阻		$1.1U_m$;U_{mg}	$1.1U_m/\sqrt{3}$;$U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.38U_m$;$1.25U_{mg}$	$0.8U_m$;$0.72U_{mg}$

注:①220kV 括号外、内数据分别对应变压器中性点经接地电抗器接地和不接地。

②330kV、500kV 括号外、内数据分别与工频过电压 1.3p.u. 和 1.4p.u. 对应。

③220kV 变压器中性点经接地电抗器接地和 330kV、500kV 变压器或高压并联电抗器中性点经接地电抗器接地时,接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比不大于 1/3。

④110kV、220kV 变压器中性点不接地且绝缘水平低于标准时,避雷器的参数需另行确定。

⑤U_m为系统最高电压,U_{mg}为发电机最高运行电压。

20.1.8 保护变压器中性点绝缘的避雷器型式,按表 6-10 和表 6-11 选择。

表 6-10 中性点非直接接地系统中保护变压器中性点绝缘的避雷器

变压器额定电压/kV	35	63
避雷器型式	FZ—15+FZ—10 FZ—30 FZ—35 Y1.5W—55	FZ—40 FZ—60 Y1.5W—55 Y1.5W—60 Y1.5W—72

注:避雷器尚应与消弧线圈的绝缘水平相配合。

表 6-11 中性点直接接地系统中保护变压器中性点绝缘的避雷器

变压器额定电压/kV	110		220	330	500
中性点绝缘	110kV 级	35kV 级	110kV 级	154kV 级	63kV 级
避雷器型式	FZ—110J FZ—60 Y1.5W—72	Y1.5W—72	FCZ—110 FZ—110J Y1.5W—144	FCZ—154J FZ—154 Y1.5W—84	Y1.5W—96 Y1.5W—102

注:330kV、550kV 变压器中性点所选的氧化锌避雷器是按中性点经小电抗接地来选择的。

20.1.9 对中性点为分级绝缘的 220kV 变压器,如使用同期性能不良的断路器,变压器中性点宜用金属氧化物避雷器保护。当采用阀型避雷器时,变压器中性点宜增设棒型保护间隙,并与阀型避雷器并联。

20.1.10 无间隙金属氧化物避雷器按其标称放电电流的分类,见表 6-12。

表 6-12 避雷器按其标称放电电流的分类

标称放电电流 I_n	避雷器额定电压 U_r(有效值)/kV	备注
20kA	$420 \leqslant U_r \leqslant 468$	电站用避雷器
10kA	$90 \leqslant U_r \leqslant 468$	
5kA	$4 \leqslant U_r \leqslant 25$	发电机用避雷器
	$5 \leqslant U_r \leqslant 17$	配电用避雷器
	$5 \leqslant U_r \leqslant 90$	并联补偿电容器用避雷器
	$5 \leqslant U_r \leqslant 108$	电站用避雷器
	$42 \leqslant U_r \leqslant 84$	电气化铁道用避雷器
2.5kA	$4 \leqslant U_r \leqslant 13.5$	电动机用避雷器
1.5kA	$0.28 \leqslant U_r \leqslant 0.50$	低压避雷器
	$2.4 \leqslant U_r \leqslant 15.2$	电机中性点用避雷器
	$60 \leqslant U_r \leqslant 207$	变压器中性点用避雷器

20.1.11 系统额定电压35kV及以上的避雷器宜配备放电动作记录器。保护旋转电机的避雷器，应采用残压低的动作记录器。

6.3.2.3 阻容吸收器

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

20.2.1 阻容吸收器应按下列技术条件选择：

①额定电压；

②电阻值；

③电容值；

④额定频率；

⑤绝缘水平；

⑥布置型式。

20.2.2 阻容吸收器尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②海拔高度。

20.2.3 当用于中性点不接地系统时，应校验所装阻容吸收器电容值，不应影响系统的中性点接地方式。

20.2.4 当用于易产生高次谐波的电力系统时，应注意选用能适应谐波影响的阻容吸收器。

20.2.5 应校验所在回路的过电压水平，使其始终被限制在设备允许值之内。

6.4 电流互感器、电压互感器的选择

6.4.1 电流互感器的选择

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

15.0.1 电流互感器应按下列技术条件选择和校验:

①一次回路电压;

②一次回路电流;

③二次负荷;

④二次回路电流;

⑤准确度等级和暂态特性;

⑥继电保护及测量的要求;

⑦动稳定倍数;

⑧热稳定倍数;

⑨机械荷载;

⑩温升。

15.0.2 电流互感器尚应按下列使用环境校验:

①环境温度;

②最大风速;

③相对湿度;

④污秽;

⑤海拔高度;

⑥地震烈度;

⑦系统接地方式。

注:当在屋内使用时,可不校验②、④款;当在屋外使用时,可不校验③款。

15.0.3 电流互感器的型式按下列使用条件选择:

①(3~35)kV 屋内配电装置的电流互感器,根据安装使用条件及产品情况,宜选用树脂浇注绝缘结构。

②35kV 及以上配电装置的电流互感器,宜采用油浸瓷箱式、树脂浇注式、SF_6气体绝缘结构或光纤式的独立式电流互感器。在有条件时,应采用套管式电流互感器。

15.0.4 保护用电流互感器选择

①330kV、500kV 系统及大型发电厂的保护用电流互感器应考虑短路暂态的影响,宜选用具有暂态特性的 TP 类互感器,某些保护装置本身具有克服电流互感器暂态饱和影响的能力,则可按保护装置具体要求选择适当的 P 类电流互感器。

②对 220kV 及以下系统的电流互感器一般可不考虑暂态影响,可采用 P 类电流互感器。对某些重要回路可适当提高所选互感器的准确限值系数或饱和电压,以减缓暂态影响。

15.0.5 测量用电流互感器选择

选择测量用电流互感器应根据电力系统测量和计量系统的实际需要合理选择互感器的类型。要求在较大工作电流范围内作准确测量时可选用S类电流互感器。为保证二次电流在合适的范围内,可采用复变比或二次绕组带抽头的电流互感器。

电能计量用仪表与一般测量仪表在满足准确级条件下,可共用一个二次绕组。

15.0.6　电力变压器中性点电流互感器的一次额定电流,应大于变压器允许的不平衡电流,一般可按变压器额定电流的30%选择。安装在放电间隙回路中的电流互感器,一次额定电流可按100A选择。

15.0.7　供自耦变压器零序差动保护用的电流互感器,其各侧变比均应一致,一般按中压侧的额定电流选择。

15.0.8　在自耦变压器公共绕组上作过负荷保护和测量用的电流互感器,应按公共绕组的允许负荷电流选择。

15.0.9　中性点的零序电流互感器应按下列条件选择和校验:

①对中性点非直接接地系统,由二次电流及保护灵敏度确定一次回路启动电流;对中性点直接接地或经电阻接地系统,由接地电流和电流互感器准确限值系数确定电流互感器额定一次电流,由二次负载和电流互感器的容量确定二次额定电流;

②按电缆根数及外径选择电缆式零序电流互感器窗口直径;

③按一次额定电流选择母线式零序电流互感器母线截面。

15.0.10　选择母线式电流互感器时,尚应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

15.0.11　发电机横联差动保护用电流互感器的一次电流应按下列情况选择:

①安装于各绕组出口处时,宜按定子绕组每个支路的电流选择;

②安装于中性点连接线上时,按发电机允许的最大不平衡电流选择,一般可取发电机额定电流的(20～30)%。

15.0.12　火力发电厂和变电站的电流互感器选择应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的要求。

6.4.2　电压互感器的选择

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

16.0.1　电压互感器应按下列技术条件选择和校验:

①一次回路电压;

②二次电压;

③二次负荷;

④准确度等级;

⑤继电保护及测量的要求;

⑥兼用于载波通信时电容式电压互感器的高频特性;

⑦绝缘水平;

⑧温升;

⑨电压因数;

⑩系统接地方式;

⑪机械荷载。

16.0.2 电压互感器尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②最大风速；

③相对湿度；

④污秽；

⑤海拔高度；

⑥地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、④款；当在屋外使用时，可不校验③款。

16.0.3 电压互感器的型式按下列使用条件选择：

①(3～35)kV屋内配电装置，宜采用树脂浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。

②35kV屋外配电装置，宜采用油浸绝缘结构的电磁式电压互感器。

③110kV及以上配电装置，当容量和准确度等级满足要求时，宜采用电容式电压互感器。

④SF_6全封闭组合电器的电压互感器宜采用电磁式。

16.0.4 在满足二次电压和负荷要求的条件下，电压互感器宜采用简单接线，当需要零序电压时，(3～20)kV宜采用三相五柱电压互感器或三个单相式电压互感器。

当发电机采用附加直流的定子绕组100%接地保护装置，而利用电压互感器向定子绕组注入直流时，则所用接于发电机电压的电压互感器一次侧中性点都不得直接接地，如要求接地时，必须经过电容器接地以隔离直流。

16.0.5 在中性点非直接接地系统中的电压互感器，为了防止铁磁谐振过电压，应采取消谐措施，并应选用全绝缘。

16.0.6 当电容式电压互感器由于开口三角绕组的不平衡电压较高，而影响零序保护装置的灵敏度时，应要求制造部门装设高次谐波滤过器。

16.0.7 用于中性点直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组额定电压应为100V；用于中性点非直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组额定电压应为100/3V。

16.0.8 电磁式电压互感器可以兼作并联电容器的泄能设备，但此电压互感器与电容器组之间，不应有开断点。

16.0.9 火电厂和变电站的电压互感器选择还应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的要求。

6.5 成套电器的选择

6.5.1 72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

12.0.1 气体绝缘金属封闭开关设备及其操动机构应按下列技术条件选择：

①电压；

②电流(主回路的)；

③频率；
④绝缘水平；
⑤热稳定电流（主回路的和接地回路的）；
⑥开断电流；
⑦动稳定电流（主回路的和接地回路的）；
⑧短路持续时间；
⑨操作顺序；
⑩机械荷载；
⑪机械和电气寿命；
⑫分、合闸时间；
⑬绝缘气体密度；
⑭年漏气率；
⑮各组成元件（包括它们的操作机构和辅助设备）的额定值。

12.0.2 气体绝缘金属封闭开关设备尚应按下列使用环境条件校验：
①环境温度；
②日温差；
③最大风速；
④相对湿度；
⑤污秽；
⑥覆冰厚度；
⑦海拔高度；
⑧地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、③、⑤、⑥款，当在屋外使用时，则不校验④款。

12.0.3 在经济技术比较合理时，气体绝缘金属封闭开关设备宜用于下列情况的63kV及以上系统：
①城市内的变电站；
②布置场所特别狭窄地区；
③地下式配电装置；
④重污秽地区；
⑤高海拔地区；
⑥高烈度地震区。

12.0.4 气体绝缘金属封闭开关设备的各元件按其工作特点尚应满足下列要求：
(1)负荷开关元件
①开断负荷电流；
②关合负荷电流；
③动稳定电流；
④热稳定电流；
⑤操作次数；
⑥分、合闸时间；
⑦允许切、合空载线路的长度和空载变压器的容量；

⑧允许关合短路电流；

⑨操作机构型式。

(2)接地开关和快速接地开关元件

①关合短路电流；

②关合时间；

③关合短路电流次数；

④切断感应电流能力；

⑤操作机构型式,操作气压,操作电压,相数。

注:如不能预先确定回路不带电,应采用关合能力等于相应的额定峰值耐受能力的接地开关;如能预先确定回路不带电,可采用不具有关合能力或关合能力低于相应的额定峰值耐受电流的接地开关。一般情况下不宜采用可移动的接地装置。

(3)电缆终端与引线套管

①动稳定电流；

②热稳定电流；

③安装时的允许倾角。

注:当气体绝缘金属封闭开关设备与电缆或变压器高压出线端直接连接时,如有必要,宜在两者接口的外壳上设置直流和/或交流试验用套管的安装孔,制造厂应根据用户的要求,提供试验用套管或给出套管安装的有关资料。

其他元件的选择,见《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)有关章节。

12.0.5 选择气体绝缘金属封闭开关设备内的元件时,尚应考虑下列情况：

①断路器元件的断口布置形式需根据场地情况及检修条件确定,当需降低高度时,宜选用水平布置;当需减少宽度时,可选用垂直布置。

灭弧室宜选用单压式。

②负荷开关元件在操作时应三相联动,其三相合闸不同期性不应大于10ms,分闸不同期性不应大于5ms。

③隔离开关和接地开关应具有表示其分、合位置的可靠和便于巡视的指示装置,如该位置指示器足够可靠的话,可不设置观察触头位置的观察窗。

④在气体绝缘金属封闭开关设备停电回路的最先接地点(不能预先确定该回路不带电)或利用接地装置保护封闭电器外壳时,应选择快速接地开关;而在其他情况下则选用一般接地开关。接地开关或快速接地开关的导电杆应与外壳绝缘。

⑤电压互感器元件宜选用电磁式,如需兼作现场工频实验变压器时,应在订货中予以说明。

⑥在气体绝缘金属封闭开关设备母线上安装的避雷器宜选用SF_6气体作绝缘和灭弧介质的避雷器,在出线端安装的避雷器一般宜选用敞开式避雷器。SF_6避雷器应做成单独的气隔,并应装设防爆装置、监视压力的压力表(或密度继电器)和补气用的阀门。

⑦如气体绝缘金属封闭开关设备将分期建设时,宜在将来的扩建接口处装设隔离开关和隔离气室,以便将来不停电扩建。

12.0.6 为防止因温度变化引起伸缩,以及因基础不均匀下沉,造成气体绝缘金属封闭开关设备漏气与操作机构失灵,在气体绝缘金属封闭开关设备的适当部位应加装伸缩节。

伸缩节主要用于装配调整(安装伸缩节),吸收基础间的相对位移或热胀冷缩(温度伸缩

节)的伸缩量等。

在气体绝缘金属封闭开关设备分开的基础之间允许的相对位移(不均匀下沉)应由制造厂和用户协商确定。

12.0.7 气体绝缘金属封闭开关设备在同一回路的断路器、隔离开关、接地开关之间应设置联锁装置。线路侧的接地开关宜加装带电指示和闭锁装置。

12.0.8 气体绝缘金属封闭开关设备内各元件应分成若干气隔。气隔的具体划分可根据布置条件和检修要求,在订货技术条款中由用户与制造厂商定。气体系统的压力,除断路器外,其余部分宜采用相同气压。

长母线应分成几个隔室,以利于维修和气体管理。

12.0.9 外壳的厚度,应以设计压力和在下述最小耐受时间内外壳不烧穿为依据。

①电流等于或大于40kA,0.1s;

②电流小于40kA,0.2s。

12.0.10 气体绝缘金属封闭开关设备应设置防止外壳破坏的保护措施,制造厂应提供关于所用的保护措施方面的充足资料。

制造厂和用户可商定一个允许的内部故障电弧持续时间。在此时间内,当短路电流不超过某一数值时,将不发生电弧的外部效应。此时可不装设防爆膜或压力释放阀。

12.0.11 气体绝缘金属封闭开关设备外壳要求高度密封性。制造厂宜按《高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法》(GB/T 11023—1989)确定每个气体隔室允许的相对年泄漏率。每个隔室的相对年泄漏率应不大于1%。

12.0.12 气体绝缘金属封闭开关设备的允许温升应按《额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备》(GB 7674—2008)的要求执行。

12.0.13 气体绝缘金属封闭开关设备中SF_6气体的质量标准应符合《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》(GB/T 8905—2012)的规定。

12.0.14 气体绝缘金属封闭开关设备的外壳应接地。

凡不属于主回路或辅助回路的且需要接地的所有金属部分都应接地。外壳、构架等的相互电气连接宜采用紧固连接(如螺栓连接或焊接),以保证电气上连通。

接地回路导体应有足够的截面,具有通过接地短路电流的能力。

在短路情况下,外壳的感应电压不应超过24V。

6.5.2 交流金属封闭开关设备

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

13.0.1 交流金属封闭开关设备(以下简称开关柜)应按下列技术条件选择:

①电压;

②电流;

③频率;

④绝缘水平;

⑤温升;

⑥开断电流;

⑦短路关合电流;

⑧动稳定电流；

⑨热稳定电流和持续时间；

⑩分、合闸机构和辅助回路电压；

⑪系统接地方式；

⑫防护等级。

13.0.2 开关柜尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②日温差；

③相对湿度；

④海拔高度；

⑤地震烈度。

13.0.3 开关柜的型式选择应遵照《火力发电厂用电设计技术规程》(DL/T 5153—2014)的有关条款执行。

13.0.4 开关柜的防护等级应满足环境条件的要求。

13.0.5 当环境温度高于+40℃时，开关柜内的电器应按5.0.3条的要求降容使用，母线的允许电流可按下式计算：

$$I_t = I_{40}\sqrt{\frac{40}{t}} \qquad (13.0.5)$$

式中：t——环境温度，℃；

I_t——环境温度 t 下的允许电流；

I_{40}——环境温度40℃时的允许电流。

13.0.6 沿开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，专用接地导体所承受的动、热稳定电流应为额定短路开断电流的86.6%。

13.0.7 开关柜内装有电压互感器时，电压互感器高压侧应有防止内部故障的高压熔断器，其开断电流应与开关柜参数相匹配。

13.0.8 高压开关柜中各组件及其支持绝缘件的外绝缘爬电比距(高压电器组件外绝缘的爬电距离与最高电压之比)应符合如下规定：

①凝露型的爬电比距。瓷质绝缘不小于14/18mm/kV(Ⅰ/Ⅱ级污秽等级)，有机绝缘不小于16/20mm/kV(Ⅰ/Ⅱ级污秽等级)。

②不凝露型的爬电比距。瓷质绝缘不小于12mm/kV，有机绝缘不小于14mm/kV。

13.0.9 单纯以空气作为绝缘介质时，开关内各相导体的相间与对地净距必须符合表6-13的要求。

表6-13 开关内各相导体的相间与对地净距 单位：mm

额定电压/kV	7.2	12(11.5)	24	40.5
1. 导体至接地间净距	100	125	180	300
2. 不同相导体之间的净距	100	125	180	300
3. 导体至无孔遮拦间净距	130	155	210	330
4. 导体至网状遮拦间净距	200	225	280	400

注：海拔超过1000m时本表所列1、2项值按每升高100m增大1%进行修正，3、4项之值应分别增加1或2项值的修正值。

13.0.10　高压开关柜应具备防止误拉、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关（或隔离插头），防止带接地开关（或接地线）送电，防止带电合接地开关（或挂接地线），防止误入带电间隔等五项措施。

6.6　高压电瓷及金具的选择

6.6.1　绝缘子及穿墙套管

规范引用　《导体和电器选择设计技术规定》（DL/T 5222—2005）

21.0.1　绝缘子应按下列技术条件选择：

①电压；

②动稳定；

③绝缘水平；

④机械荷载。

注：悬式绝缘子不校验②款。

21.0.2　穿墙套管应按下列技术条件选择和校验：

①电压；

②电流；

③动稳定；

④热稳定电流及持续时间。

21.0.3　绝缘子及穿墙套管尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②日温差；

③最大风速；

④相对湿度；

⑤污秽；

⑥海拔高度；

⑦地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验②、③、⑤款；在屋外使用时，则不校验④款。

21.0.4　发电厂与变电所的（3～20）kV屋外支柱绝缘子和穿墙套管，当有冰雪时，宜采用高一级电压的产品。对（3～6）kV者，也可采用提高两级电压的产品。

21.0.5　校验支柱绝缘子机械强度时，应将作用在母线截面重心上的母线短路电动力换算到绝缘子顶部。

21.0.6　在校验35kV及以上非垂直安装的支柱绝缘子的机械强度时，应计及绝缘子自重、母线重量和短路电动力的联合作用。

支柱绝缘子，除校验抗弯机械强度外，尚应校验抗扭机械强度。

21.0.7　屋外支柱绝缘子宜采用棒式支柱绝缘子。屋外支柱绝缘子需倒装时，可用悬挂式支柱绝缘子。屋内支柱绝缘子一般采用联合胶装的多棱式支柱绝缘子。

21.0.8 屋内配电装置宜采用铝导体穿墙套管。对于母线型穿墙套管应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

21.0.9 悬式绝缘子型式及每串的片数,可按下列条件选择:

(1)按系统最高电压和爬电比距选择

绝缘子串的有效爬电比距不得小于附录C所列数值。在空气污秽地区宜采用防污型绝缘子,并与其他电器采用相同的防污措施。

(2)按内过电压选择

220kV及以下电压,按内过电压倍数和绝缘子串的工频湿闪电压选择。

330kV及以上电压,按避雷器的操作过电压保护水平和绝缘子串正极性操作冲击50%放电电压选择。

(3)按大气过电压选择

由避雷器冲击保护水平确定,且不低于隔离开关和支柱绝缘子的相应值。

选择悬式绝缘子应考虑绝缘子的老化,每串绝缘子要预留的零值绝缘子为:

(35~220)kV:耐张串2片、悬垂串1片

330kV及以上:耐张串(2~3)片、悬垂片(1~2)片

21.0.10 选择V形悬挂的绝缘子串片数时,应考虑临近效应对放电电压的影响。

21.0.11 在海拔高度为1000m及以下的Ⅰ级污秽地区,当采用X—4.5或XP—6型悬式绝缘子时,耐张绝缘子串的绝缘子片数一般不小于表6-14数值。

表6-14 X-4.5或XP-6型绝缘子耐张串片数

电压/kV	35	63	110	220	330	500
绝缘子片数	4	6	8	13	20	30

注:(330~500)kV可用XP-10型绝缘子。

21.0.12 在海拔高度为(1000~4000)m地区,当需要增加绝缘子数量来加强绝缘时,耐张绝缘子串的片数应按下式修正:

$$N_H = N[1+0.1(H-1)] \tag{21.0.12}$$

式中:N_H——修正后的绝缘子片数;

N——海拔1000m及以下地区绝缘子片数;

H——海拔高度(km)。

21.0.13 在空气清洁无明显污秽的地区,悬垂绝缘子串的绝缘子片数可比耐张绝缘子串的同型绝缘子少一片。污秽地区的悬垂绝缘子串的绝缘子片数应与耐张绝缘子串相同。

21.0.14 330kV及以上电压的绝缘子串应装设均压和屏蔽装置,以改善绝缘子串的电压分布和防止连接金具发生电晕。

6.6.2 送电线路绝缘子

《110~750kV架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

规范引用

6.0.1 绝缘子机械强度的安全系数,不应小于表6-15所列数值。双联及多联绝缘子串应验算断一联后的机械强度,其荷载及安全系数按断联情况考虑。

表 6-15 绝缘子机械强度的安全系数

情况	最大使用荷载		常年荷载	验算	断线	断联
	盘型绝缘子	棒型绝缘子				
安全系数	2.7	3.0	4.0	1.5	1.8	1.5

绝缘子机械强度的安全系数 K_1 应按下式计算：

$$K_1 = \frac{T_R}{T} \tag{6.0.1}$$

式中：T_R——绝缘子的额定机械破坏负荷(kN)；

T——分别取绝缘子承受的最大使用荷载、断线荷载、断联荷载、验算荷载或常年荷载(kN)。

注：常年荷载是指年平均气温条件下绝缘子所承受的荷载。验算荷载是验算条件下绝缘子所承受的荷载。断线的气象条件是无风、有冰、-5℃。断联的气象条件是无风、有冰、-5℃。设计悬垂串时导、地线张力可按《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)第 10.1 节的规定取值。

6.0.5 地线绝缘时宜使用双联绝缘子串。

6.0.6 当线路与直流输电工程接地极距离小于 5km 时地线(包括光纤复合架空地线)应绝缘，大于或等于 5km 时通过计算确定地线(包括光纤复合架空地线)是否绝缘。

6.0.8 输电线路悬垂 V 形串两肢之间夹角的一半可比最大风偏角小 5°～10°，或通过试验确定。

6.0.9 线路经过易舞动区应适当提高金具和绝缘子串的机械强度。

6.0.10 在易发生严重覆冰地区，宜增加绝缘子串长或采用 V 形串、八字串。

6.6.3 金具

规范引用 《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

6.0.2 采用黑色金属制造的金具表面应热镀锌或采取其他相应的防腐措施。

6.0.3 金具强度的安全系数不应小于下列数值：

1 最大使用荷载情况不应小于 2.5。

2 断线、断联、验算情况不应小于 1.5。

6.0.4 330kV 及以上线路的绝缘子串及金具应考虑均压和防电晕措施。有特殊要求需要另行研制或采用非标准金具时，应经试验合格后方可使用。

6.0.7 与横担连接的第一个金具应转动灵活且受力合理，其强度应高于串内其他金具强度。

6.7 中性点设备的选择

6.7.1 消弧线圈

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

18.1.1 消弧线圈应按下列技术条件选择:

①电压;

②频率;

③容量;

④补偿度;

⑤电流分接头;

⑥中性点位移电压。

18.1.2 消弧线圈尚应按下列环境条件校验:

①环境温度;

②日温差;

③相对湿度;

④污秽;

⑤海拔高度;

⑥地震烈度。

注:当在屋内使用时,可不校验2、4款;在屋外使用时,则不校验3款。

18.1.3 消弧线圈宜选用油浸式。装设在屋内相对湿度小于80%场所的消弧线圈,也可选用干式。在电容电流变化较大的场所,宜选用自动跟踪动态补偿式消弧线圈。

18.1.4 消弧线圈的补偿容量,可按下式计算:

$$Q = KI_c \frac{U_N}{\sqrt{3}} \tag{18.1.4}$$

式中:Q——补偿容量(kVA);

K——系数,过补偿取1.35,欠补偿按脱谐度确定;

I_C——电网或发电机回路的电容电流(A);

U_N——电网或发电机回路的额定线电压(kV)。

为便于运行调谐,宜选用容量接近于计算值的消弧线圈。

18.1.5 电网的电容电流,应包括有电气连接的所有架空线路、电缆线路的电容电流,并计及厂、所母线和电器的影响。该电容电流应取最大运行方式下的电流。

发电机电压回路的电容电流,应包括发电机、变压器和连接导体的电容电流,当回路装有直配线或电容器时,尚应计及这部分电容电流。

计算电网的电容电流时,应考虑电网(5~10)年的发展。

18.1.6 装在电网的变压器中性点的消弧线圈,以及具有直配线的发电机中性点的消弧线圈应采用过补偿方式。

对于采用单元连接的发电机中性点的消弧线圈，为了限制电容耦合传递过电压以及频率变动等对发电机中性点位移电压的影响，宜采用欠补偿方式。

18.1.7 中性点经消弧线圈接地的电网，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过额定相电压的15%，脱谐度一般不大于10%（绝对值），消弧线圈分接头宜选用5个。

中性点经消弧线圈接地的发电机，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过额定相电压10%，考虑到限制传递过电压等因素，脱谐度不宜超过±30%，消弧线圈的分接头应满足脱谐度的要求。

中性点位移电压可按下式计算：

$$U_0=\frac{U_{bd}}{\sqrt{d^2+v^2}} \tag{18.1.7}$$

$$v=\frac{I_C-I_L}{I_C}$$

式中：U_0——中性点位移电压(kV)；

U_{bd}——消弧线圈投入前电网或发电机回路中性点不对称电压，可取0.8%相电压；

d——阻尼率，一般对(60～110)kV架空线路取3%，35kV及以下架空线路取5%，电缆线路取(2～4)%；

v——脱谐度；

I_C——电网或发电机回路的电容电流(A)；

I_L——消弧线圈电感电流(A)。

18.1.8 在选择消弧线圈的台数和容量时，应考虑消弧线圈的安装地点，并按下列原则进行：

(1)在任何运行方式下，大部分电网不得失去消弧线圈的补偿。不应将多台消弧线圈集中安装在一处，并应避免电网仅装一台消弧线圈。

(2)在发电厂中，发电机电压消弧线圈可装在发电机中性点上，也可装在厂用变压器中性点上。当发电机与变压器为单元连接时，消弧线圈应装在发电机中性点上。在变电站中，消弧线圈宜装在变压器中性点上，(6～10)kV消弧线圈也可装在调相机的中性点上。

(3)安装在YNd接线双绕组或YNynd接线三绕组变压器中性点上的消弧线圈的容量，不应超过变压器三相总容量的50%，并且不得大于三绕组变压器的任一绕组容量。

(4)安装在YNyn接线的内铁芯式变压器中性点上的消弧线圈容量，不应超过变压器三相绕组总容量的20%。

消弧线圈不应接于零序磁通经铁芯闭路的YNyn接线变压器的中性点上(如单相变压器组或外铁型变压器)。

(5)如变压器无中性点或中性点未引出，应装设容量相当的专用接地变压器，接地变压器可与消弧线圈采用相同的额定工作时间。

6.7.2 接地电阻

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

18.2.1 接地电阻应按下列技术条件选择和校验：

①电压；

②正常运行电流;
③短时耐受电流及耐受时间;
④电阻值;
⑤频率;
⑥中性点位移电压。
18.2.2 接地电阻尚应按下列环境条件校验:
①环境温度;
②日温差;
③相对湿度;
④污秽;
⑤海拔高度;
⑥地震烈度。
注:当在屋内使用时,可不校验②、④款;在屋外使用时,则不校验③款。
18.2.3 中性点电阻材质可选用金属、非金属或金属氧化物线性电阻。
18.2.4 系统中性点经电阻接地方式,可根据系统单相对地电容电流值来确定。当接地电容电流小于规定值时,可采用高电阻接地方式,当接地电容电流值大于规定值时,可采用低电阻接地方式。
18.2.5 当中性点采用高电阻接地方式时,高电阻选择计算如下:
(1)经高电阻直接接地
电阻的额定电压:

$$U_R \geqslant 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \tag{18.2.5-1}$$

电阻值:

$$R = \frac{U_N}{I_R\sqrt{3}} \times 10^3 = \frac{U_N}{KI_C\sqrt{3}} \times 10^3 \tag{18.2.5-2}$$

电阻消耗功率:

$$P_R = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \times I_R \tag{18.2.5-3}$$

式中:R——中性点接地电阻值(Ω);
U_N——系统额定线电压(kV);
U_R——电阻额定电压(kV);
I_R——电阻电流(A);
I_C——系统单相对地短路时电容电流(A);
K——单相对地短路时电阻电流与电容电流的比值,一般取1.1。
(2)经单相配电变压器接地
电阻的额定电压应不小于变压器二次侧电压,一般选用110V或220V。
电阻值:

$$R_{N2} = \frac{U_N \times 10^3}{1.1 \times \sqrt{3} I_C n_\varphi^2} \tag{18.2.5-4}$$

接地电阻消耗功率:

$$P_{\mathrm{R}}=I_{\mathrm{R2}}\times U_{N2}\times 10^{-3}=\frac{U_N\times 10^3}{\sqrt{3}\,n_{\varphi}R_{N2}}\times\frac{U_N}{\sqrt{3}\,n_{\varphi}}=\frac{U_N^2}{3n_{\varphi}^2R_{N2}}\times 10^3 \quad (18.2.5\text{-}5)$$

$$n_{\varphi}=\frac{U_N\times 10^3}{\sqrt{3}U_{N2}}$$

式中：n_{φ}——降压变压器一、二次之间的变比；

I_{R2}——二次电阻上流过的电流(A)；

U_{N2}——单相配电变压器的二次电压(V)；

R_{N2}——间接接入的电阻值(Ω)。

18.2.6　当中性点采用低阻接地方式时，接地电阻选择计算如下：

电阻的额定电压：

$$U_{\mathrm{R}}\geqslant 1.05\times\frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (18.2.6\text{-}1)$$

电阻值：

$$R_N=\frac{U_N}{\sqrt{3}\,I_{\mathrm{d}}} \quad (18.2.6\text{-}2)$$

接地电阻消耗功率：

$$P_{\mathrm{R}}=I_{\mathrm{d}}\times U_{\mathrm{R}} \quad (18.2.6\text{-}3)$$

式中：R_{N}——中性点接地电阻值(Ω)；

U_{N}——系统线电压(V)；

I_{d}——选定的单相接地电流(A)。

6.7.3　接地变压器

规范引用　《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

18.3.1　接地变压器应按下列技术条件选择和校验：

①型式；

②容量；

③绕组电压；

④频率；

⑤电流；

⑥绝缘水平；

⑦温升；

⑧过载能力。

18.3.2　接地变压器尚应按下列使用环境条件校验：

①环境温度；

②日温差；

③最大风速；

④相对湿度；

⑤污秽；

⑥海拔高度；

⑦地震烈度。

注:当在屋内使用时,可不校验②、③、⑤款,当在屋外使用时,则可不校验④款。

18.3.3 当系统中性点可以引出时宜选用单相接地变压器,系统中性点不能引出时应选用三相变压器。有条件时宜选用干式无激磁调压接地变压器。

18.3.4 接地变压器参数选择

(1)接地变压器的额定电压

安装在发电机或变压器中性点的单相接地变压器额定一次电压:

$$U_{\mathrm{Nb}}=U_{N} \tag{18.3.4-1}$$

式中:U_N——发电机或变压器额定一次线电压(kV)。

接于系统母线三相接地变压器额定一次电压应与系统额定电压一致。接地变压器二次电压可根据负载特性确定。

(2)接地变压器的绝缘水平应与连接系统绝缘水平相一致。

(3)接地变压器的额定容量:

单相接地变压器(kVA):

$$S_N \geqslant \frac{1}{K}U_2 I_2=\frac{U_N}{\sqrt{3}Kn_{\varphi}}I_2 \tag{18.3.4-2}$$

式中:U_{N}——接地变压器二次侧电压(kV);

I_2——二次电阻电流(A);

K——变压器的过负荷系数(由变压器制造厂提供)。

三相接地变压器,其额定容量应与消弧线圈或接地电阻容量相匹配。若带有二次绕组还应考虑二次负荷容量。

对Z型或YNd结线三相接地变压器,若中性点接消弧线圈或电阻的话,接地变压器容量为:

$$S_N \geqslant Q_x \qquad S_N \geqslant P_{\mathrm{r}} \tag{18.3.4-3}$$

式中:Q_x——消弧线圈额定容量;

P_{r}——接地电阻额定容量。

对Y/Nd结线接地变压器(三台单相),若中性点接消弧线圈或电阻的话,接地变压器容量为:

$$S_N \geqslant \sqrt{3}Q_x/3 \qquad S_N \geqslant \sqrt{3}P_{\mathrm{r}}/3 \tag{18.3.4-4}$$

6.8 发电机励磁系统的选择

6.8.1 一般规定

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

8.1.1 励磁系统的电流和电压不大于1.1倍额定值的工况下,其设备和导体应能连续运行。励磁系统的短时过励磁时间应按照发电机励磁绕组允许的过负荷能力和发电机允许

的过励磁特性限定。

8.1.2 励磁系统的电气设备和导体的介电强度应满足发电机自动灭磁过电压、定子异常运行和暂态传变过电压、可控整流器换弧尖峰过电压的要求，必要时应装设励磁过电压保护。

8.1.3 发电机应按以下规定装设自动灭磁装置，并应符合下列规定：

(1)12MW 至 50MW 的发电机可采用发电机励磁绕组对电阻放电的灭磁方式，也可采用对消弧栅放电的灭磁方式；在励磁机励磁回路可采用串联接入灭磁电阻的方式。

(2)对大、中型发电机和励磁机的励磁回路可采用对电阻或非线性电阻放电的灭磁方式；当为可控硅整流桥时，机组故障继电保护动作灭磁时，应采用继电保护跳灭磁开关经电阻或非线性电阻灭磁；正常停机时可采用逆变灭磁。

8.1.4 发电机应装设自动电压调整器(以下简称为 AVR)。

AVR 的性能和 AVR 控制下励磁系统的性能应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录 K 的要求。200MW 及以上高起始响应励磁系统和远距离输电的发电机变压器组，宜按照《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录 K 中第 9 款的规定配备电力系统稳定器(PSS)，

8.1.5 AVR 的电压测量回路应接于机端电压互感器二次侧，无功调差回路应接于机端电流互感器二次回路。当需由电压互感器提供调整用功率时.应装设 AVR 专用的电压互感器。仅提供 AVR 测量信号时，可与保护、仪表共用电压互感器。

8.1.6 发电机励磁系统应考虑与同步相量测量装置(PMU)和自动电压控制装置(AVC)的信号连接。

8.1.7 复式励磁装置应接于机端电流互感器二次侧。

8.1.8 作为某些不能满足强行励磁的 AVR 的补充措施，发电机应装设继电强行励磁装置。

8.1.9 单机容量为 300MW 及以上的发电机，可不装设手动调整励磁装置，但自动调整励磁装置中应设有保证发电机励磁电压从空载励磁电压的 20%至额定励磁电压的 110%范围内稳定平滑的调节单元。

8.1.10 励磁回路仪表的上限值不得低于额定工况的 1.3 倍。仪表的综合误差不得超过 1.5%。发电机励磁绕组电流表宜经变送器接入。

8.1.11 发电机励磁绕组回路应串接供试验时接入标准仪表用的试验连接板。

8.1.12 励磁回路正常工作时应为不接地系统。励磁回路的连接导体可为电缆或硬母线。当采用电缆连接时，导体的正、负极不允许共处于一根电缆内。

6.8.2 励磁系统类型

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

8.2.1 直流励磁机励磁系统应符合下列规定：

(1)直流励磁机应与发电机同轴运转。励磁机宜采用自并激方式，可带有或不带有附加励磁绕组。

(2)当配置备用励磁装置时，应设工作和备用励磁切换屏。切换屏内应装设工作和备用励磁的投、切刀开关。屏上还应分别装设工作和备用励磁系统的电压表。

(3)灭磁开关应满足励磁系统连续运行电流、灭磁过电压和暂态过电压的要求。灭磁开关应保证灭磁过程中不致使励磁电流突然中断。应设有灭磁开关跳闸时联动发电机或发电机变压器组断路器跳闸的接线。

(4)AVR 宜具有相复励特性。应设 AVR 的投入、试验和切断三位置开关,并应符合下列规定:

①投入位置:接通 AVR 的电压和电流输入,将 AVR 的输出接至励磁机自并励励磁绕组或附加励磁绕组;

②试验位置:接通 AVR 的电压和电流输入,将 AVR 的输出接至试验电阻;

③断开位置:切断 AVR 的电压输入,将 AVR 电流输入的电流互感器二次侧短路并接地,切断 AVR 的输出回路。

(5)应装设继电强励切换用三位置开关和发出强励动作信号,并且可在计算机监控系统中显示,应符合下列规定:

①工作励磁系统位置:可启动工作励磁系统强励接触器;

②备用励磁系统位置:可启动备用励磁系统强励接触器;

③断开位置:切断继电强励输出。

(6)灭磁开关、分励变阻器、AVR、强行励磁装置应在控制室内控制和监测。计算机监控系统上应显示发电机励磁绕组电压和电流、AVR 输出电流、励磁回路绝缘检查电压。发电机励磁绕组电流的变送器应装设在发电机出线间的励磁屏内。

(7)灭磁和励磁切换屏应安装在发电机出线间。屏的布置应满足操作及维护的方便。屏下电缆沟的深度应根据大截面电缆安装的要求确定。屏上应装设发电机励磁绕组的电压表、电流表和备用励磁装置的电压表。

8.2.2 *交流励磁机励磁系统应符合下列规定:*

(1)交流励磁机励磁系统的励磁机与副励磁机应采用与发电机同轴运转的中频发电机,符合带整流负载的交流发电机的要求,在出口各型短路时不致损坏。副励磁机应采用永磁式恒压发电机。副励磁机从空载到相当于发电机强励状态下,其端电压的变化不应超过10%～15%的额定值。

(2)AVR 可设两套,当 AVR 设一套时,其可控整流器和触发脉冲单元应设两套。

(3)全厂同类型机组宜设一套供调试 AVR 用的中频电源装置。装置可采用移动式或装在主厂房底层室内的固定式。

(4)功率整流装置的并联支路数等于或大于 4 时,如有一支路退出运行应能保证强励电流;两支路退出运行时,应能提供发电机额定工况下所需的励磁电流,此时可限制发电机强励,并给出信号。

(5)整流装置并、串联元件应有均流和均压措施。整流元件的均流系数不应低于 0.9,均压系数不应低于 0.9。

(6)空气冷却器应采用可靠的低噪声风机。应配置备用风机,运行风机故障时,备用风机应能自动投入并发出信号。风机的供电应由两回独立的电源线路供电。风冷整流装置柜应为封闭式,进风口应有空气滤过器。

(7)整流励磁系统应装设励磁回路过电压保护装置。过电压保护动作后应能自动记录,自动恢复。

①静止二极管整流励磁系统应装设灭磁及发电机转子绕组和整流桥交流侧的过电压

保护；

②旋转二极管整流励磁系统在采用高反向峰值电压二极管的前提下，可取消阻容抑制器件，但应有换弧过电压保护；

③静止可控整流器励磁系统宜分别装设整流桥交流侧过电压保护、可控整流器换相尖峰过电压保护、灭磁过电压保护和发电机非全相运行和大转差运行的过电压保护。

(8)交流励磁机励磁系统控制室内应有下列测量仪表或数据显示：

①发电机励磁绕组电压(旋转二极管整流时除外)；

②发电机励磁绕组电流(旋转二极管整流时除外)；

③副励磁机输出电压；

④励磁机励磁电流；

⑤励磁机励磁电压；

⑥AVR 输出电压；

⑦手动调整励磁装置输出电流(当设有手动调整励磁装置时)；

⑧励磁回路绝缘监察电压(旋转二极管整流时除外)。

8.2.3 静止励磁系统应符合下列规定：

(1)电压源静止可控整流器励磁系统的励磁变压器宜接于发电机出线端，也可接于高压厂用电源母线的馈线上。当励磁变压器接于发电机出线端时，高压侧可不设断路器或熔断器；应设置起励电源。

(2)起励电源可由蓄电池供电，也可由 380V 厂用电源经起励变压器、起励整流装置及起励接触器接至发电机励磁绕组。起励装置的容量应满足发电机在规定时间内可靠起励的要求。

(3)励磁变压器宜采用 Y，d 接线方式。励磁变压器副边绕组及中性点都不允许接地。

(4)在满足灭磁开关开断电流的前提下，励磁变压器的阻抗标幺值宜尽可能小。励磁变压器可选用干式树脂绝缘或油浸式变压器。变压器一、二次绕组之间应设金属屏蔽层并可靠接地，当励磁变压器为干式绝缘时，应靠近可控整流器柜布置。当励磁变压器为油浸绝缘时，应布置在户外靠近可控整流器柜处。

(5)励磁变压器的容量应满足 1.1 倍发电机额定励磁电流下长期运行的要求。当励磁变压器初级绕组供电电压为 80%额定电压时，励磁变压器相应的二次电压扣除励磁变压器压降、换弧电抗压降及电缆压降后，应满足发电机强励顶值电压的要求。励磁变压器应满足发电机空载实验时 130%额定机端电压的要求。

(6)电压源可控整流器励磁系统在正常停机时宜采用逆变灭磁，事故停机时应由继电保护跳灭磁开关进行灭磁。

(7)电压源可控整流器励磁系统的励磁变压器可不接入发电机变压器组差动保护范围内。励磁变压器应设主保护及后备保护，动作于停机。保护配置应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)的要求。

(8)复励静止可控整流器励磁系统的串联变压器或励磁变流器宜串接于发电机出线端。串联变压器或励磁变流器宜带气隙。电压源与电流源的组合宜具有相复励特性。

(9)静止可控整流器励磁系统控制室内应有下列测量仪表或数据显示：

①发电机励磁绕组电压；

②发电机励磁绕组电流。

7 导体及电缆的设计选择

7.1 导体的选择及设计要求

7.1.1 基本规定

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

7.1.1 导体应根据具体情况,按下列技术条件进行选择或校验:

①电流;

②电晕;

③动稳定或机械强度;

④热稳定;

⑤允许电压降;

⑥经济电流密度;

注:当选择的导体为非裸导体时,可不校验②款。

7.1.2 导体尚应按下列使用环境条件校验:

①环境温度;

②日照;

③风速;

④污秽;

⑤海拔高度。

注:当在屋内使用时,可不校验②、③、④款。

7.1.3 载流导体一般选用铝、铝合金或铜材料;对持续工作电流较大且位置特别狭窄的发电机出线端部或污秽对铝有较严重腐蚀的场所宜选铜导体;钢母线只在额定电流小而短路电动力大或不重要的场合下使用。

7.1.4 普通导体的正常最高工作温度不宜超过+70℃,在计及日照影响时,钢芯铝线及管形导体可按不超过+80℃考虑。

当普通导体接触面处有镀(搪)锡的可靠覆盖层时,可提高到+85℃。

特种耐热导体的最高工作温度可根据制造厂提供的数据选择使用,但要考虑高温导体

对连接设备的影响，并采取防护措施。

7.1.5　在按回路正常工作电流选择导体截面时，导体的长期允许载流量，应按所在地区的海拔及环境温度进行修正。

导体的长期允许载流量及其修正系数可采用附录D所列数值。

导体采用多导体结构时，应考虑邻近效应和热屏蔽对载流量的影响。

7.1.6　除配电装置的汇流母线外，较长导体的截面宜按经济电流密度选择。导体的经济电流密度可参照附录E所列数值选取。

当无合适规格导体时，导体面积可按经济电流密度计算截面的相邻下一挡选取。

7.1.7　110kV及以上导体的电晕临界电压应大于导体安装处的最高工作电压。

单根导线和分裂导线的电晕临界电压可按下式计算：

$$U_0 = 84 m_1 m_2 K \delta^{\frac{2}{3}} \frac{n r_0}{K_0}\left(1+\frac{0.301}{\sqrt{r_0 \delta}}\right)\lg\frac{a_{jj}}{r_d} \tag{7.1.7}$$

$$\delta = \frac{2.895p}{273+t} \times 10^{-3}$$

$$K_0 = \frac{1+r_0}{d}(n-1)\sin\frac{\pi}{n}$$

式中：U_0——电晕临界电压（线电压有效值）(kV)；

K——三相导线水平排列时，考虑中间导线电容比平均电容大的不均匀系数，一般取0.96；

K_0——次导线电场强度附加影响系数；

n——分裂导线根数，对单根导线 $n=1$；

d——分裂间距(cm)；

m_1——导线表面粗糙系数，一般取0.9；

m_2——天气系数，晴天取1.0，雨天取0.85；

r_0——导线半径(cm)；

r_d——分裂导线等效半径(cm)，单根导线：$r_d=r_0$，双分裂导线：$r_d=\sqrt{r_0 d}$，三分裂导线：$r_d=\sqrt[3]{r_0 d^2}$，四分裂导线：$r_d=\sqrt[4]{r_0\sqrt{2}d^3}$；

a_{jj}——导线相间几何均距，三相导线水平排列时 $a_{jj}=1.26a$；

a——相间距离(cm)；

δ——相对空气密度；

p——大气压力(Pa)；

t——空气温度(℃)，$t=25-0.005H$；

H——海拔高度(m)。

海拔高度不超过1000m的地区，在常用相间距离情况下，如导体型号或外径不小于表7-1所列数值时，可不进行电晕校验。

表 7-1 可不进行电晕校验的最小导体型号及外径

电压/kV	110	220	330	500
软导线型号	LGJ－70	LGJ－300	LGKK－600 2×LGJ－300	2×LGKK600 3×LGJ500
管型导体外径/mm	ϕ 20	ϕ 30	ϕ40	ϕ60

7.1.8 验算短路热稳定时，导体的最高允许温度，对硬铝及铝镁(锰)合金可取 200℃；硬铜可取 300℃，短路前的导体温度应采用额定负荷下的工作温度。

裸导体的热稳定可用下式验算：

$$S \geqslant \sqrt{\frac{Q_d}{C}} \tag{7.1.8}$$

$$C = \sqrt{K \ln \frac{\tau + t_2}{\tau + t_1} \times 10^{-4}}$$

式中：S——裸导体的载流截面(mm^2)；

Q_d——短路电流的热效应(A^2S)；

C——热稳定系数；

K——常数，WS/(Ωcm^4)，铜为 522×10^6，铝为 222×10^6；

τ——常数，℃，铜为 235，铝为 245；

t_1——导体短路前的发热温度(℃)；

t_2——短路时导体最高允许温度(℃)，铝及铝镁(锰)合金可取 200，铜导体取 300。

在不同的工作温度、不同材料下，C 值可取表 7-2 所列数值。

表 7-2 不同工作温度、不同材料下 **C** 值

工作温度/℃	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105
硬铝及铝镁合金	95	93	91	89	87	85	83	81	79	77	75	73
硬铜	181	179	176	174	171	169	166	164	161	159	157	155

7.1.9 导体和导体、导体和电器的连接处，应有可靠的连接接头。

硬导体间的连接应尽量采用焊接，需要断开的接头及导体与电器端子的连接处，应采用螺栓连接。不同金属的螺栓连接接头，在屋外或特殊潮湿的屋内，应有特殊的结构措施和适当的防腐蚀措施。金具应选用合适的标准产品。

7.1.10 导体无镀层接头接触面的电流密度，不宜超过表 7-3 所列数值。矩形导体接头的搭接长度不应小于导体的宽度。

表 7-3 无镀层接头接触面的电流密度 (单位：A/mm^2)

工作电流/A	J_{Cu}(铜—铜)	J_{A1}(铝—铝)
＜200	0.31	$J_{A1}=0.78J_{Cu}$
200～2000	$0.31-1.05(I-200)\times10^{-4}$	
＞2000	0.12	

注：I 为回路工作电流。

7.1.2　软导体

规范引用　《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

7.2.1　220kV及以下软导线宜选用钢芯铝绞线;330kV软导线宜选用空心扩径导线;500kV软导线宜选用双分裂导线。

7.2.2　220kV及以下双分裂导线的间距可取(100～200)mm,330kV及以上双分裂导线的分裂间距可取(200～400)mm。

载流量较小的回路,如电压互感器、耦合电容器等回路,可采用较小截面的导线。

在确定分裂导线间隔棒的间距时,应考虑短路动态拉力的大小、时间对构架和电器接线端子的影响,避开动态拉力最大值的临界点。对架空导线间隔棒的间距可取较大的数值,对设备间的连接导线,间距可取较小的数值。

7.2.3　在空气中含盐量较大的沿海地区或周围气体对铝有明显腐蚀的场所,宜选用防腐型铝绞线或铜绞线。

7.1.3　硬导体

规范引用　《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

7.3.1　硬导体除满足工作电流、机械强度和电晕等要求外,导体形状还应满足下列要求:

1　电流分布均匀;

2　机械强度高;

3　散热良好;

4　有利于提高电晕起始电压;

5　安装检修简单,连接方便。

常用的导体型式的有矩形、双槽形和圆管形。

7.3.2　20kV及以下回路的正常工作电流在4000A及以下时,宜选用矩形导体;在(4000～8000)A时,宜选用槽形导体;在8000A以上时,宜选用圆管形导体。

110kV及以上高压配电装置,当采用硬导体时,宜用铝合金管形导体。

500kV硬导体可采用单根大直径圆管或多根小直径圆管组成的分裂结构,固定方式可采用支持式或悬吊式。

7.3.3　验算短路动稳定时,硬导体的最大应力不应大于表7-4所列数值。

表7-4　硬导体的最大允许应力　　(单位:MPa)

项目	导体材料及牌号和状态							
	铜/硬铜	铝及铝合金						
		1060 H112	IR35 H112	1035 H112	3A21 H18	6063 T6	6061 T6	6R05 T6
最大允许应力	120/170	30	30	35	100	120	115	125

注:表内所列数值为计及安全系数后的最大允许应力。安全系数一般取1.7(对应于材料破坏应力)或1.4(对应于屈服点应力)。

重要回路(如发电机、主变压器回路及配电装置汇流母线等)的硬导体应力计算,还应考虑共振的影响。

7.3.4 校验槽形导体动稳定时,其片间电动力可按形状系数法进行计算。

7.3.5 屋外管形导体荷载组合可采用表7-5所列条件。

表7-5 荷载组合条件

状态	风速	自重	引下线重	覆冰重量	短路电动力	地震力
正常时	有冰时的风速	√	√	√		
	最大风速	√	√			
短路时	50%最大风速且不小15m/s	√	√		√	
地震时	25%最大风速	√	√			相应震级的地震力

注:√为计算时应采用的荷载条件。

7.3.6 屋外管形导体的微风振动,可按下式校验:

$$v_{js}=f\frac{D}{A} \tag{7.3.6}$$

式中:v_{js}——管形导体产生微风共振的计算风速(m/s);

f——导体各阶固有频率(Hz);

D——铝管外径(m);

A——频率系数,圆管可取0.214。

当计算风速小于6m/s时,可采用下列措施消除微风振动:

1 在管内加装阻尼线;

2 加装动力消振器;

3 采用长托架。

7.3.7 管形导体在无冰无风正常状态下的挠度,一般不大于(0.5~1)D(D为导体直径)。

7.3.8 为消除220kV及以上管形导体的端部效应,可适当延长导体端部或在端部加装屏蔽电极。

7.3.9 为减少钢构发热,当裸导体工作电流大于1500A时,不应使每相导体的支持钢构及导体支持夹板的零件(套管板、双头螺栓、压板、垫板等)构成闭合磁路。对于工作电流大于4000A的裸导体的邻近钢构,应采取避免构成闭合磁路或装设短路环等措施。

7.3.10 在有可能发生不同沉陷和振动的场所,硬导体和电器连接处,应装设伸缩接头或采取防振措施。

为了消除由于温度变化引起的危险应力,矩形硬铝导体的直线段一般每隔20m左右安装一个伸缩接头。对滑动支持式铝管母线一般每隔(30~40)m安装一个伸缩接头;对滚动支持式铝管母线应根据计算确定。

7.3.11 导体伸缩接头的截面不应小于其所连接导体截面的1.2倍,也可采用定型伸缩接头产品。

7.1.4 离相封闭母线

规范引用 《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

7.4.1 离相封闭母线及其成套设备应按下列技术条件选择：

1 电压；

2 电流；

3 频率；

4 绝缘水平；

5 动稳定电流；

6 热稳定电流和持续时间；

7 各部位的允许温度和温升；

8 绝缘材料耐热等级；

9 冷却方式。

7.4.2 离相封闭母线尚应按下列环境条件校验：

1 环境温度；

2 海拔高度；

3 相对湿度；

4 地震烈度；

5 风压；

6 覆冰厚度；

7 日照强度。

7.4.3 离相封闭母线的导体和外壳宜采用纯铝圆形结构。每相导体同一断面上允许用一个或多个绝缘子支撑。支持跨距应避开共振区。

7.4.4 离相封闭母线外壳宜选用全连式，可根据安装条件选用一点或多点接地方式。一点接地时，必须在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点；多点接地时，可在每处但至少在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点。接地回路应能满足短路电流动稳定、热稳定的要求。

离相封闭母线外壳的防护等级一般为 IP54。

7.4.5 当母线通过短路电流时，外壳的感应电压应不超过 24V。

7.4.6 对于较长垂直段的离相封闭母线应要求厂家进行热平衡计算，计算时应计及垂直段对温升的影响，且整个垂直段部分的最高温度点与最低温度点温度之差不得超过 5℃。

7.4.7 当离相封闭母线采用垂直布置方式时，应对导体和外壳支持强度进行详细的力学计算、校验，确定支架、支柱绝缘子、母线、外壳的强度。并应考虑热胀冷缩对固定方式的影响。

7.4.8 当离相封闭母线的额定电流小于 25kA 时，宜采用空气自然冷却方式，当离相封闭母线的额定电流大于 25kA 时，可采用强制通风冷却方式。

在日环境温度变化比较大或湿度较大的场所宜采用微正压充气离相封闭母线。

7.4.9 为便于现场焊接和安装调试，离相封闭母线相间的外壳净距一般不小于 230mm，边相外壳边缘距墙一般不小于 500mm。当回路中装有断路器时，上列尺寸还应与

断路器外形尺寸相协调。

7.4.10 离相封闭母线与设备连接应符合下列条件:

为便于拆卸,连接处应采用螺栓连接,螺栓连接的导电接触面应镀银。当导体额定电流不大于3000A时,可采用普通碳素钢紧固件,当导体额定电流大于3000A时应采用非磁性材料紧固件。

离相封闭母线外壳和设备外壳之间应绝缘并隔振,但离相封闭母线外壳按全连式要求保证完整回路,且设备应采用封闭母线型设备。

离相封闭母线因设备分段后应在离相封闭母线最低处设置排水阀,以便定期排放壳内凝结水。

7.4.11 在封闭母线的适当位置设检修孔,以便进入壳内进行检修和维护。

7.4.12 对于实行状态检修的电厂可选用在线巡回检测温度报警装置。且在下列地点设置温度传感器:

1 离相封闭母线与发电机连接处;

2 离相封闭母线与主变压器连接处;

3 离相封闭母线与高压厂用变压器连接处;

4 离相封闭母线与发电机出口断路器、隔离开关连接处。

在发电机出线和离相封闭母线连接处设置氢气传感器。

7.4.13 附属设备的选择

所有设备柜体的防护等级应大于IP54(户外)、IP31(户内)。

所有设备柜体应将电气本体设备和电气控制设备布置于金属封闭的不同小室内。

离相封闭母线应设置三相短路试验装置、伸缩补偿装置。

封闭母线与电器的连接处,导体和外壳应设置可拆卸的伸缩接头。当直线段长度在20m左右时以及有可能发生不同沉陷的场所,导体和外壳一般设置焊接的伸缩接头。由屋内引至屋外的穿墙处,一般设置具有密封性能的穿墙套管。

7.4.14 氢冷发电机出线端子箱上应设置排氢孔,端子箱与离相封闭母线连接处应采取密封隔氢措施。

7.1.5 共箱封闭母线

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

7.5.1 共箱封闭母线及其成套设备应按下列技术条件选择:

①电压;

②电流;

③频率;

④绝缘水平;

⑤动稳定电流;

⑥热稳定电流;

⑦绝缘材料耐热等级;

⑧各部位的允许温度和温升。

7.5.2 共箱封闭母线尚应按下列环境条件校验:

①环境温度；

②海拔高度；

③相对湿度；

④地震烈度；

⑤风压；

⑥覆冰厚度；

⑦日照强度。

7.5.3 共箱封闭母线是指三相导体封闭在同一外壳中的金属封闭母线，主要应用于发电厂厂用高压变压器低压侧到高压厂用配电装置之间的连接，也可应用于交流主励磁机出线端子至整流柜间，以及励磁开关柜至发电机转子滑环之间的电气连接。

7.5.4 中小容量的发电机引出线可选用共箱隔相式封闭母线以提高发电机回路的可靠性。

7.5.5 共箱封闭母线在穿外墙处，宜装设户外型导体穿墙套管及密封隔板。

7.5.6 当额定电流大于2500A时，宜采用铝外壳。

7.5.7 对于有水、汽、导电尘埃等的场所，应采用相应防护等级的产品。

7.5.8 母线导体表面宜浸涂或包敷绝缘材料。

7.5.9 导体可采用瓷性或非瓷性材料支持，但非瓷性材料除进行力学计算外，尚应进行保证寿命20年以上的试验。

7.5.10 对于共箱封闭母线内导体的搭接面积及处理工艺应提出要求，并应满足7.3节中的要求。

7.5.11 共箱封闭母线超过20m长的直线段、不同基础连接段及设备连接处等部位，应设置热胀冷缩或基础沉降的补偿装置。

7.5.12 共箱封闭母线的外壳各段间必须有可靠的电气连接，其中至少有一段外壳应可靠接地。共箱母线箱体宜采用多点接地。

7.5.13 共箱封闭母线应避免共振。

7.5.14 各制造段间导体的连接可采用焊接或螺栓连接，与设备的连接应采用螺栓连接。

电流不小于3000A的导体，其螺栓连接的导电接触面应镀银。

当导体额定电流不大于3000A时，可采用普通碳素钢紧固件；当导体额定电流大于3000A时应采用非磁性材料紧固件。

7.5.15 共箱封闭母线的外壳段间可采用焊接或可拆连接，并便于检修。

7.5.16 共箱封闭母线宜在适当部位设置防结露装置。

7.5.17 共箱封闭母线在穿越防火隔墙处或楼板处，其壳外应设防火隔板或用防火材料封堵，防止烟火蔓延。

7.1.6 电缆母线

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

7.6.1 电缆母线及其成套设备应按下列技术条件选择：

①电压；

②电流；

③频率；

④绝缘水平；

⑤动稳定电流；

⑥热稳定电流。

7.6.2　电缆母线尚应按下列环境条件校验：

①环境温度；

②海拔高度；

③相对湿度；

④地震烈度；

⑤风压；

⑥覆冰厚度；

⑦日照强度。

7.6.3　电缆母线的电缆宜采用铜芯，芯数宜选用单芯。

7.6.4　当电缆母线中每一个相由多根(或芯)组成时应有保证电流均匀分布的措施。

7.6.5　电缆母线与设备连接应有连接装置。

7.6.6　按工程需要设置：伸缩段、温度补偿段、可调段、换位段。

7.6.7　电缆母线的罩箱应设置防止火焰延燃的阻火设施，施工图中标明阻火分区。

7.6.8　电缆母线中电缆选择按《电力工程电缆设计规定》(GB 50217—2007)要求进行。

7.6.9　单芯电缆的屏蔽层的接地方式应根据电缆母线长短和缆芯荷载的裕度来确定，可采用一点或多点接地方式。

7.6.10　电缆母线的罩箱宜采用多点接地。

7.6.11　电缆母线内电缆支架应采用阻燃材料制作。

7.6.12　防火要求适用于《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005) 7.5.17 条。

7.1.7　SF_6气体绝缘母线

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)

规范引用

7.7.1　SF_6气体绝缘母线及其成套设备应按下列技术条件进行选择：

①电压；

②电流；

③频率；

④绝缘水平；

⑤动稳定电流；

⑥热稳定电流；

⑦额定短路持续时间；

⑧绝缘材料耐热等级；

⑨各部位的允许温度和温升；

⑩绝缘气体密度；

⑪年泄漏率。

7.7.2 SF_6气体绝缘母线尚应按下列环境条件校验：

①环境温度；

②日温差；

③最大风速；

④相对湿度；

⑤污秽等级；

⑥覆冰厚度；

⑦海拔高度；

⑧地震烈度。

注：当在屋内或地下使用时，可不校验2、3、5、6款。

7.7.3 在技术经济比较合理时，下列场所的330kV及以上回路宜选用SF_6气体绝缘母线：

①出线场所特别狭窄的地方；

②和其他电压等级的出线回路交叉时；

③对可靠性要求特别高的场所(如核电站的主变压器出线回路)。

7.7.4 SF_6气体绝缘母线的导体材质为电解铜或铝合金。铝合金母线的导电接触部位应镀银。

7.7.5 导电回路的相互连接其结构上应做到：

①固定连接应有可靠的紧力补偿结构，不允许采用螺纹部位导电的结构方式。

②触指插入式结构应保证触指压力均匀。

7.7.6 外壳可以是钢板焊接、铝合金板焊接。并按压力容器有关标准设计、制造与检验。

7.7.7 外壳的厚度，应以设计压力和在下述最小耐受时间内外壳不烧穿为依据：

①电流等于或大于40kA，0.1s；

②电流小于40kA，0.2s。

设计外壳时，尚应考虑以下各因素：

①外壳充气以前需要抽真空；

②全部压力差可能施加在外壳壁或隔板上；

③发生内部故障的可能性。

7.7.8 SF_6气体绝缘母线应划分成若干隔室，以达到满足正常使用条件和限制隔室内部电弧影响的要求。

为此，当相邻隔室因漏气或维修作业而使压力下降时，隔板应能确保本隔室的绝缘性能不发生显著的变化。隔板通常由绝缘材料制成，单隔板本身不用来对人身提供电气安全性；然而，对相邻隔室中还存在的正常气体压力，隔板应提供机械安全性。

充有绝缘气体的隔室和充有液体的相邻隔室(如电缆终端或变压器)间的隔板，不应出现任何影响两种介质绝缘性能的泄漏。

SF_6气体绝缘母线隔室的划分应有利于维修和气体管理。最大气体隔室的容积应和气体服务小车的储气罐容量相匹配。

7.7.9 每个封闭压力系统(隔室)应设置密度监视装置，制造厂应给出补气报警密

度值。

7.7.10 SF_6气体绝缘母线外壳要求高度密封性。制造厂宜按《高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法》(GB/T 11023—1989)确定每个气体隔室允许的相对年泄漏率。每个隔室的相对年泄漏率应不大于1%。

7.7.11 SF_6气体绝缘母线的允许温升应按《额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备》(GB 7674—2008)的要求执行。

7.7.12 母线中SF_6气体的质量标准应符合《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》(GB/T 8905—2012)的规定。

7.7.13 伸缩节主要用于装配调整(安装伸缩节),吸收基础间的相对位移或热胀冷缩(温度伸缩节)的伸缩量等。制造厂应根据使用的目的、允许的位移量等来选定伸缩节的结构和位置。

在SF_6气体绝缘母线和所连接的设备分开的基础之间允许的相对位移(不均匀下沉)应由制造厂和用户协商确定。

7.7.14 SF_6气体绝缘母线宜采用多点接地方式。同一相气体绝缘母线各节外壳之间宜采用铜或铝母线进行电气连接,气体绝缘母线在两端和中间(可根据母线的长度确定中间接地点的数量)三相互连后用一根接地线接地。

7.7.15 接地导线应有足够的截面,具有通过短路电流的能力。

7.7.16 在发生短路故障的情况下,外壳的感应电压不应超过24V。

7.2 电缆的选择

7.2.1 电缆导体材质

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

3.1.1 控制电缆应采用铜导体。

3.1.2 用于下列情况的电力电缆,应选用铜导体:

①电机励磁、重要电源、移动式电气设备等需保持连接具有高可靠性的回路。

②振动剧烈、有爆炸危险或对铝有腐蚀等严酷的工作环境。

③耐火电缆。

④紧靠高温设备布置。

⑤安全性要求高的公共设施。

⑥工作电流较大,需增多电缆根数时。

3.1.3 除限于产品仅有铜导体和第3.1.1、3.1.2条确定应选用铜导体的情况外,电缆导体材质可选用铜或铝导体。

7.2.2 电力电缆芯数

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

3.2.1 1kV及以下电源中性点直接接地时，三相回路的电缆芯数选择，应符合下列规定：

1. 保护线与受电设备的外露可导电部位连接接地时，应符合下列规定：

(1)保护线与中性线合用同一导体时，应选用四芯电缆。

(2)保护线与中性线各自独立时，宜选用五芯电缆；当满足《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第5.1.16条的规定时，也可采用四芯电缆与另外的保护线导体组成。

2. 受电设备外露可导电部位的接地与电源系统接地各自独立时，应选用四芯电缆。

3.2.2 1kV及以下电源中性点直接接地时，单相回路的电缆芯数的选择，应符合下列规定：

1. 保护线与受电设备的外露可导电部位连接接地时，应符合下列规定：

(1)保护线与中性线合用同一导体时，应选用两芯电缆。

(2)保护线与中性线各自独立时，宜选用三芯电缆；在满足《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第5.1.16条规定的规定时，也可采用两芯电缆与另外的保护线导体组成。

2. 受电设备外露可导电部位的接地与电源系统接地各自独立时，应选用两芯电缆。

3.2.3 3～35kV三相供电回路的电缆芯数的选择，应符合下列规定：

1. 工作电流较大的回路或电缆敷设于水下时，每回可选用3根单芯电缆。

2. 除上述情况下，应选用三芯电缆；三芯电缆可选用普通统包型，也可选用3根单芯电缆绞合构造型。

3.2.4 110kV三相供电回路，除敷设于湖、海水下等场所且电缆截面不大时可选用三芯型外，每回可选用3根单芯电缆。

110kV以上三相供电回路，每回应选用3根单芯电缆。

3.2.5 电气化铁路等高压交流单相供电回路，应选用两芯电缆或每回选用2根单芯电缆。

3.2.6 直流供电回路的电缆芯数的选择，应符合下列规定：

1. 低压直流供电回路，宜选用两芯电缆；也可选用单芯电缆。

2. 高压直流输电系统，宜选用单芯电缆；在湖、海等水下敷设时，也可选用同轴型两芯电缆。

7.2.3 电缆绝缘水平

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

3.3.1 交流系统中电力电缆导体的相间额定电压，不得低于使用回路的工作线电压。

3.3.2 交流系统中电力电缆导体与绝缘屏蔽或金属层之间额定电压的选择，应符合下列规定：

1. 中性点直接接地或经低电阻接地的系统，接地保护动作不超过1min切除故障时，不

应低于100%的使用回路工作相电压。

2. 除上述供电系统外,其他系统不宜低于133%的使用回路工作相电压;在单相接地故障可能持续8h以上,或发电机回路等安全性要求较高的情况,宜采用173%的使用回路工作相电压。

3.3.3 交流系统中电缆的耐压水平,应满足系统绝缘配合要求。

3.3.4 直流输电电缆绝缘水平,应具有能随极性反向、直流与冲击叠加等的耐压考核;使用的交联聚乙烯电缆应具有抑制空间电荷积聚及其形成局部高场强等适应直流电场运行的特性。

3.3.5 控制电缆额定电压的选择,不应低于该回路工作电压,并应符合下列规定:

1. 沿高压电缆并行敷设的控制电缆(导引电缆),应选用相适合的额定电压。

2. 220kV及以上高压配电装置敷设的控制电缆,应选用450/750V。

3. 除上述情况外,控制电缆宜选用450/750V;外部电气干扰影响很小时,可选用较低的额定电压。

7.2.4 电缆绝缘类型

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

3.4.1 电缆绝缘类型的选择,应符合下列规定:

1. 在使用电压、工作电流及其特征和环境条件下,电缆绝缘特性不应小于常规预期使用寿命。

2. 应根据运行可靠性、施工和维护的简便性以及允许最高工作温度与造价的综合经济性等因素选择。

3. 应符合防火场所的要求,并应利于安全。

4. 明确需要与环境保护协调时,应选用符合环保的电缆绝缘类型。

3.4.2 常用电缆的绝缘类型的选择,应符合下列规定:

1. 中、低压电缆绝缘类型选择应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第3.4.3~3.4.7条的规定外,低压电缆宜选用聚氯乙烯或交联聚乙烯型挤塑绝缘类型,中压电缆宜选用交联聚乙烯绝缘类型。

明确需要与环境保护协调时,不得选用聚氯乙烯绝缘电缆。

2. 高压交流系统中电缆线路,宜选用交联聚乙烯绝缘类型。在有较多的运行经验地区,可选用自容式充油电缆。

3. 高压直流输电电缆,可选用不滴流浸渍纸绝缘、自容式充油类型。在需要提高输电能力时,宜选用以半合成纸材料构造的型式。

直流输电系统不宜选用普通交联聚乙烯型电缆。

3.4.3 移动式电气设备等经常弯移或有较高柔软性要求的回路,应使用橡皮绝缘等电缆。

3.4.4 放射线作用场所,应按绝缘类型的要求,选用交联聚乙烯或乙丙橡皮绝缘等耐射线辐照强度的电缆。

3.4.5 60℃以上高温场所,应按经受高温及其持续时间和绝缘类型要求,选用耐热聚氯乙烯、交联聚乙烯或乙丙橡皮绝缘等耐热型电缆;100℃以上高温环境,宜选用矿物绝缘

电缆。

高温场所不宜选用普通聚氯乙烯绝缘电缆。

3.4.6 －15℃以下低温环境，应按低温条件和绝缘类型要求，选用交联聚乙烯、聚乙烯绝缘、耐寒橡皮绝缘电缆。

低温环境不宜用聚氯乙烯绝缘电缆。

3.4.7 在人员密集的公共设施，以及有低毒阻燃性防火要求的场所，可选用交联聚乙烯或乙丙橡皮等不含卤素的绝缘电缆。

防火有低毒性要求时，不宜选用聚氯乙烯电缆。

3.4.8 除《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第3.4.5～3.4.7条明确要求的情况外，6kV以下回路，可选用聚氯乙烯绝缘电缆。

3.4.9 对6kV重要性回路或6kV以上的交联聚乙烯电缆，应选用内、外半导电与绝缘层三层共挤工艺特征的型式。

7.2.5 电缆外护层类型

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

3.5.1 电缆护层的选择，应符合下列要求：

1. 交流系统单芯电力电缆，当需要增强电缆抗外力时，应选用非磁性金属铠装层，不得选用未经非磁性有效处理的钢制铠装。

2. 在潮湿、含化学腐蚀环境或易受水浸泡的电缆，其金属层、加强层、铠装上应有聚乙烯外护层，水中电缆的粗钢丝铠装应有挤塑外护层。

3. 在人员密集的公共设施，以及有低毒阻燃性防火要求的场所，可选用聚氯乙烯或乙丙橡皮等不含卤素的外护层。

防火有低毒性要求时，不宜选用聚氯乙烯外护层。

4. 除－15℃以下低温环境或药用化学液体浸泡场所，以及有低毒难燃性要求的电缆挤塑外护层宜选用聚乙烯外，其他可选用聚氯乙烯外护层。

5. 用在有水或化学液体浸泡场所的6～35kV重要性或35kV以上交联聚乙烯电缆，应具有符合使用要求的金属塑料复合阻水层、金属套等径向防水构造。

敷设于水下的中、高压交联聚乙烯电缆应具有纵向阻水构造。

3.5.2 自容式充油电缆的加强层类型，当线路未设置塞止式接头时最高与最低点之间高差，应符合下列规定：

1. 仅有铜带等径向加强层时，容许高差应为40m；但用于重要回路时宜为30m。

2. 径向和纵向均有铜带等加强层时，容许高应差为80m；但用于重要回路时宜为60m。

3.5.3 直埋敷设时电缆外护层的选择，应符合下列规定：

1. 电缆承受较大压力或有机械损伤危险时，应具有加强层或钢带铠装。

2. 在流砂层、回填土地带等可能出现位移的土壤中，电缆应有钢丝铠装。

3. 白蚁严重危害地区用的挤塑电缆，应选用较高硬度的外护层，也可在普通外护层上挤包较高硬度的薄外护层，其材质可采用尼龙或特种聚烯烃共聚物等，也可采用金属套或钢带铠装。

4. 地下水位较高的地区，应选用聚乙烯外护层。

5. 除上述情况外,可选用不含铠装的外护层。

3.5.4 空气中固定敷设时电缆护层的选择,应符合下列规定:

1. 小截面挤塑绝缘电缆直接在臂式支架上敷设时,宜具有钢带铠装。

2. 在地下客运、商业设施等安全性要求高而鼠害严重的场所,塑料绝缘电缆应具有金属包带或钢带铠装。

3. 电缆位于高落差的受力条件时,多芯电缆应具有钢丝铠装,交流单芯电缆应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第3.5.1条第1款的规定。

4. 敷设在桥架等支承密集的电缆,可不含铠装。

5. 明确需要与环境保护相协调时,不得采用聚氯乙烯外护层。

6. 除应按《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第3.5.1条第3、4款和本条第5款的规定,以及60℃以上高温场所应选用聚乙烯等耐热外护层的电缆外,其他宜选用聚氯乙烯外护层。

3.5.5 移动式电气设备等需经常弯移或有较高柔软性要求回路的电缆,应选用橡皮外护层。

3.5.6 放射线作用场所的电缆,应具有适合耐受放射线辐照强度的聚氯乙烯、氯丁橡皮、氯磺化聚乙烯等外护层。

3.5.7 保护管中敷设的电缆,应具有挤塑外护层。

3.5.8 水下敷设电缆护层的选择,应符合下列规定:

1. 在沟渠、不通航小河等不需铠装层承受拉力的电缆,可选用钢带铠装。

2. 江河、湖海中电缆,选用的钢丝铠装型式应满足受力条件。当敷设条件有机械损伤等防范要求时,可选用符合防护、耐蚀性增强要求的外护层。

3.5.9 路径通过不同敷设条件时电缆护层的选择,应符合下列规定:

1. 线路总长未超过电缆制造长度时,宜选用满足全线条件的同一种或差别尽量小的一种以上型式。

2. 线路总长超过电缆制造长度时,可按相应区段分别采用适合的不同型式。

7.2.6 控制电缆及其金属屏蔽

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

3.6.1 双重化保护的电流、电压,以及直流电源和跳闸控制回路等需增强可靠性的两套系统,应采用各自独立的控制电缆。

3.6.2 下列情况的回路,相互间不应合用同一根控制电缆:

1. 弱电信号、控制回路与强电信号、控制回路。

2. 低电平信号与高电平信号回路。

3. 交流断路器分相操作的各相弱电控制回路。

3.6.3 弱电回路的每一对往返导线,应属于同一根控制电缆。

3.6.4 电流互感器、电压互感器每组二次绕组的相线和中性线应配置于同一根电缆内。

3.6.5 强电回路控制电缆,除位于高压配电装置或与高压电缆紧邻并行较长,需抑制干扰的情况外,其他可不含金属屏蔽。

3.6.6 弱电信号、控制回路的控制电缆，当位于存在干扰影响的环境又不具备有效抗干扰措施时，宜具有金属屏蔽。

3.6.7 控制电缆金属屏蔽类型的选择，应按可能的电气干扰影响，计入综合抑制干扰措施，并应满足降低干扰或过电压的要求，同时应符合下列规定：

1. 位于110kV以上配电装置的弱电控制电缆，宜选用总屏蔽或双层式总屏蔽。

2. 用于集成电路、微机保护的电流、电压和信号接点的控制电缆，应选用屏蔽型。

3. 计算机监控系统信号回路控制电缆的屏蔽选择，应符合下列规定：

(1)开关量信号，可选用总屏蔽。

(2)高电平模拟信号，宜选用对绞线芯总屏蔽，必要时也可选用对绞线芯分屏蔽。

(3)低电平模拟信号或脉冲量信号，宜选用对绞线芯分屏蔽，必要时也可选用对绞线芯分屏蔽复合总屏蔽。

4. 其他情况，应按电磁感应、静电感应和地电位升高等影响因素，选用适宜的屏蔽型式。

5. 电缆具有钢铠、金属套时，应充分利用其屏蔽功能。

3.6.8 需降低电气干扰的控制电缆，可增加一个接地的备用芯，并应在控制室一侧点接地。

3.6.9 控制电缆金属屏蔽的接地方式，应符合下列规定：

1. 计算机监控系统的模拟信号回路控制电缆屏蔽层，不得构成两点或多点接地，应集中式一点接地。

2. 集成电路、微机保护的电流、电压和信号的电缆屏蔽层，应在开关安置场所与控制室同时接地。

3. 除上述情况外的控制电缆屏蔽层，当电磁感应的干扰较大时，宜采用两点接地；静电感应的干扰较大时，可采用一点接地。

双重屏蔽或复合式总屏蔽，宜对内、外屏蔽分别采用一点、两点接地。

4. 两点接地的选择，还宜在暂态电流作用下屏蔽层不被烧熔。

3.6.10 强电控制回路导体截面不应小于1.5mm^2，弱电控制回路不应小于0.5mm^2。

7.2.7 电力电缆截面

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

3.7.1 电力电缆导体截面的选择，应符合下列规定：

1. 最大工作电流作用下的电缆导体温度，不得超过电缆使用寿命的允许值。持续工作回路的电缆导体工作温度，应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录A的规定。

2. 最大短路电流和短路时间作用下的电缆导体温度，应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录A的规定。

3. 最大工作电流作用下连接回路的电压降，不得超过该回路允许值。

4. 10kV及以下电力电缆截面除应符合上述1～3款的要求外，尚宜按电缆的初始投资与使用寿命期间的运行费用综合经济的原则选择。10kV及以下电力电缆经济电流截面选用方法宜符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录B的规定。

5. 多芯电力电缆导体最小截面，铜导体不宜小于 $2.5mm^2$，铝导体不宜小于 $4mm^2$。

6. 敷设于水下的电缆，当需要导体承受拉力且较合理时，可按抗拉要求选择截面。

3.7.2 10kV 及以下常用电缆按 100%持续工作电流确定电缆导体允许最小截面，宜符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录 C 和附录 D 的规定，其载流量按照下列使用条件差异影响计入校正系数后的实际允许值应大于回路的工作电流。

1. 环境温度差异。

2. 直埋敷设时土壤热阻系数差异。

3. 电缆多根并列的影响。

4. 户外架空敷设无遮阳时的日照影响。

3.7.3 除《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第 3.7.2 条规定的情况外，电缆按 100%持续工作电流确定电缆导体允许最小截面时，应经计算或测试验证，计算内容或参数选择应符合下列规定：

1. 含有高次谐波负荷的供电回路电缆或中频负荷回路使用的非同轴电缆，应计入集肤效应和邻近效应增大等附加发热的影响。

2. 交叉互联接地的单芯高压电缆，单元系统中三个区段不等长时，应计入金属层的附加损耗发热的影响。

3. 敷设于保护管中的电缆，应计入热阻影响；排管中不同孔位的电缆还应分别计入互热因素的影响。

4. 敷设于封闭、半封闭或透气式耐火槽盒中的电缆，应计入包含该型材质及其盒体厚度、尺寸等因素对热阻增大的影响。

5. 施加在电缆上的防火涂料、包带等覆盖层厚度大于 1.5mm 时，应计入其热阻影响。

6. 沟内电缆埋砂且无经常性水分补充时，应按砂质情况选取大于 2.0K·m/W 的热阻系数计入对电缆热阻增大的影响。

3.7.4 电缆导体工作温度大于 70℃的电缆，计算持续允许载流量时，应符合下列规定：

1. 数量较多的该类电缆敷设于未装机械通风的隧道、竖井时，应计入对环境温升的影响。

2. 电缆直埋敷设在干燥或潮湿土壤中，除实施换土处理等能避免水分迁移的情况外，土壤热阻系数取值不宜小于 2.0K·m/W。

3.7.5 电缆持续允许载流量的环境温度，应按使用地区的气象温度多年平均值确定，并应符合表 7-6 的规定。

表 7-6 电缆持续允许载流量的环境温度 (单位：℃)

电缆敷设场所	有无机械通风	选取的环境温度
土中直埋	—	埋深处的最热月平均地温
水下	—	最热月的日最高水温平均值
户外空气中、电缆沟	—	最热月的日最高温度平均值
有热源设备的厂房	有	通风设计温度
	无	最热月的日最高温度平均值另加 5℃
一般性厂房、室内	有	通风设计温度
	无	最热月的日最高温度平均值

续表

电缆敷设场所	有无机械通风	选取的环境温度
户内电缆沟	无	最热月的日最高温度平均值另加 5℃ *
隧道		
隧道	有	通风设计温度

注：当 * 属于《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第 3.7.4 条 1 款的情况时，不能直接采取仅加 5℃。

3.7.6　通过不同散热条件区段的电缆导体截面的选择，应符合下列规定：

1. 回路总长未超过电缆制造长度时，应符合下列规定：

(1)重要回路，全长宜按其中散热较差区段条件选择同一截面。

(2)非重要回路，可对大于 10m 区段散热条件按段选择截面，但每回路不宜多于 3 种规格。

(3)水下电缆敷设有机械强度要求需增大截面时，回路全长可选同一截面。

2. 回路总长超过电缆制造长度时，宜按区段选择电缆导体截面。

3.7.7　对非熔断器保护回路，应按满足短路热稳定条件确定电缆导体允许最小截面，并应按照《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录 E 的规定计算。

3.7.8　选择短路计算条件，应符合下列规定：

1. 计算用系统接线，应采用正常运行方式，且宜按工程建成后 5～10 年发展规划。

2. 短路点应选取在通过电缆回路最大短路电流可能发生处。

3. 宜按三相短路计算。

4. 短路电流作用时间，应取保护动作时间与断路器开断时间之和。对电动机等直馈线，保护动作时间应取主保护时间；其他情况，宜取后备保护时间。

3.7.9　1kV 以下电源中性点直接接地时，三相四线制系统的电缆中性线截面，不得小于按线路最大不平衡电流持续工作所需最小截面；有谐波电流影响的回路，尚宜符合下列规定：

1. 气体放电灯为主要负荷的回路，中性线截面不宜小于相芯线截面。

2. 除上述情况外，中性线截面不宜小于 50％的相芯线截面。

3.7.10　1kV 以下电源中性点直接接地时，配置保护接地线、中性线或保护接地中性线系统的电缆导体截面的选择，应符合下列规定：

1. 中性线、保护接地中性线的截面，应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第 3.7.9 条的规定；配电干线采用单芯电缆作保护接地中性线时，截面应符合下列规定：

(1)铜导体，不小于 $10mm^2$。

(2)铝导体，不小于 $16mm^2$。

2. 保护地线的截面，应满足回路保护电器可靠动作的要求，并应符合表 7-7 的规定。

表 7-7　按热稳定要求的保护地线允许最小截面　(单位：mm^2)

电缆相芯线截面	保护地线允许最小截面
$S \leqslant 16$	S
$16 < S \leqslant 35$	16
$35 < S \leqslant 400$	$S/2$

续表

电缆相芯线截面	保护地线允许最小截面
$400<S\leqslant 800$	200
$S>800$	$S/4$

3. 采用多芯电缆的干线，其中性线和保护地线合一的导体，截面不应小于 $4mm^2$。

3.7.11　交流供电回路由多根电缆并联组成时，各电缆宜等长，并应采用相同材质、相同截面的导体；具有金属套的电缆，金属材质和构造截面也应相同。

3.7.12　电力电缆金属屏蔽层的有效截面，应满足在可能的短路电流作用下温升值不超过绝缘与外护层的短路允许最高温度平均值。

7.2.8　电缆截面计算

规范引用　《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

附录 D 敷设条件不同时电缆允许持续载流量的校正系数。

D.0.1　35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量校正系数见表 7-8。

表 7-8　35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量校正系数

敷设位置		空气中				土壤中			
环境温度/℃		30	35	40	45	20	25	30	35
电缆导体最高工作温度/℃	60	1.22	1.11	1.0	0.86	1.07	1.0	0.93	0.85
	65	1.18	1.09	1.0	0.89	1.06	1.0	0.94	0.87
	70	1.15	1.08	1.0	0.91	1.05	1.0	0.94	0.88
	80	1.11	1.06	1.0	0.93	1.04	1.0	0.95	0.90
	90	1.09	1.05	1.0	0.94	1.04	1.0	0.96	0.92

D.0.2　除表 7-8 以外的其他环境温度下载流量的校正系数 K 可按下式计算：

$$K=\sqrt{\frac{\theta_m-\theta_2}{\theta_m-\theta_1}} \tag{D.D.2}$$

式中：θ_m——电缆导体最高工作温度(℃)；

θ_1——对应于额定载流量的基准环境温度(℃)；

θ_2——实际环境温度(℃)。

D.0.3　不同土壤热阻系数时电缆载流量的校正系数见表 7-9。

表 7-9　不同土壤热阻系数时电缆载流量的校正系数

土壤热阻系数/(K·m/W)	分类特征(土壤特性和雨量)	校正系数
0.8	土壤很潮湿，经常下雨。如湿度大于 9%的沙土；湿度大于 10%的沙—泥土等	1.05
1.2	土壤潮湿，规律性下雨。如湿度大于 7%但小于 9%的沙土；湿度为 12%～14%的沙－泥土等	1.0

续表

土壤热阻系数/(K·m/W)	分类特征(土壤特性和雨量)	校正系数
1.5	土壤较干燥,雨量不大。如湿度为8%~12%的沙—泥土等	0.93
2.0	土壤干燥,少雨。如湿度大于4%但小于7%的沙土;湿度为4%~8%的沙—泥土等	0.87
3.0	多石地层,非常干燥。如湿度小于4%的沙土等	0.75

注:①适用于缺乏实测土壤热阻系数时的粗略分类,对110kV及以上电缆线路工程,宜以实测方式确定土壤热阻系数。
②校正系数适于附录C各表中采取土壤热阻系数为1.2K·m/W的情况,不适用于三相交流系统的高压单芯电缆。

D.0.4 土中直埋多根并行敷设时电缆载流量的校正系数见表7-10。

表7-10 土中直埋多根并行敷设时电缆载流量的校正系数

并列根数		1	2	3	4	5	6
电缆之间净距/mm	100	1	0.9	0.85	0.80	0.78	0.75
	200	1	0.92	0.87	0.84	0.82	0.81
	300	1	0.93	0.90	0.97	0.86	0.85

注:不适用于三相交流系统单芯电缆。

D.0.5 空气中单层多根并行敷设时电缆载流量的校正系数见表7-11。

表7-11 空气中单层多根并行敷设时电缆载流量的校正系数

并列根数		1	2	3	4	5	6
电缆中心距	$S=d$	1.00	0.90	0.85	0.82	0.81	0.80
	$S=2d$	1.00	1.00	0.98	0.95	0.93	0.90
	$S=3d$	1.00	1.00	1.00	0.98	0.97	0.96

注:①S为电缆中心间距,d为电缆外径。
②按全部电缆具有相同外径条件制订,当并列敷设的电缆外径不同时,d值可近似地取电缆外径的平均值。
③不适用于交流系统中使用的单芯电力电缆。

D.0.6 电缆桥架上无间距配置多层并列电缆载流量的校正系数见表7-12。

表7-12 电缆桥架上无间隔配置多层并列电缆载流量的校正系数

叠置电缆层数		一	二	三	四
桥架类别	梯架	0.8	0.65	0.55	0.5
	托盘	0.7	0.55	0.5	0.45

注:呈水平状并列电缆数不少于7根。

D.0.7 1~6kV电缆户外明敷无遮阳时载流量的校正系数见表7-13。

表7-13 1~6kV电缆户外明敷无遮阳时载流量的校正系数

电缆截面/mm²				35	50	70	95	120	150	185	240
电压/kV	1	芯数	三	—	—	—	0.90	0.98	0.97	0.96	0.94
	6		三	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.88
			单	—	—	—	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98

注:运用本表系数校正对应的载流量基础值,是采取户外环境温度的户内空气中电缆载流量。

附录 E　按短路热稳定条件计算电缆导体允许最小截面的方法

E.1　固体绝缘电缆导体允许最小截面

E.1.1　电缆导体允许最小截面，由下列公式确定：

$$S \geqslant \frac{\sqrt{Q}}{C} \times 10^2 \tag{E.1.1-1}$$

$$C = \frac{1}{\eta}\sqrt{\frac{Jq}{\alpha k \rho}\ln\frac{1+\alpha(\theta_m-20)}{1+\alpha(\theta_p-20)}} \tag{E.1.1-2}$$

$$\theta_p = \theta_o + (\theta_H - \theta_o)\left(\frac{I_p}{I_H}\right)^2 \tag{E.1.1-3}$$

E.1.2　除电动机馈线回路外，均可取 $\theta_P = \theta_H$。

E.1.3　Q 值确定方式，应符合下列规定：

1　对火电厂 3～10kV 厂用电动机馈线回路，当机组容量为 100MW 及以下时：

$$Q = I^2(t + T_b) \tag{E.1.3-1}$$

2　对火电厂 3～10kV 厂用电动机馈线回路，当机组容量大于 100MW 时，Q 的表达式见表 7-14。

表 7-14　机组容量大于 100MW 时火电厂电动机馈电回路 Q 值表达式

t/s	T_b/s	T_d/s	Q 值/($A^2 \cdot s$)
0.15	0.045	0.062	$0.196I^2 + 0.22II_d + 0.09I_d^2$
	0.06		$0.21I^2 + 0.23II_d + 0.09I_d^2$
0.2	0.045	0.062	$0.245I^2 + 0.22II_d + 0.09I_d^2$
	0.06		$0.26I^2 + 0.24II_d + 0.09I_d^2$

注：①对于电抗器或 U_d%小于 10.5 的双绕组变压器，取 $T_b = 0.045$，其他情况取 $T_b = 0.06$。

②对中速断路器，t 可取 0.15s，对慢速断路器，t 可取 0.2s。

3.除火电厂 3～10kV 厂用电动机馈线外的情况：

$$Q = I^2 \cdot t \tag{E.1.3-2}$$

式中：S——电缆导体截面(mm^2)；

J——热功当量系数，取 1.0；

q——电缆导体的单位体积热容量($J/cm^3 \cdot ℃$)，铝芯取 2.48，铜芯取 3.4；

θ_m——短路作用时间内电缆导体允许最高温度(℃)；

θ_P——短路发生前的电缆导体最高工作温度(℃)；

θ_H——电缆额定负荷的电缆导体允许最高工作温度(℃)；

θ_o——电缆所处的环境温度最高值(℃)；

I_H——电缆的额定负荷电流(A)；

I_P——电缆实际最大工作电流(A)；

I——系统电源供给短路电流的周期分量起始有效值(A)；

I_d——电动机供给反馈电流的周期分量起始有效值之和(A)；

t——短路持续时间(s)；

T_b——系统电源非周期分量的衰减时间常数(s)；

α——20℃时电缆导体的电阻温度系数(1/℃)，铜芯为 0.00393、铝芯为 0.00403；

ρ——20℃时电缆导体的电阻系数（$\Omega cm^2/cm$），铜芯为 0.0148×10^{-4}、铝芯为 0.031×10^{-4}；

η——计入包含电缆导体充填物热容影响的校正系数，对 3～10kV 电动机馈电回路，宜取 $\eta=0.93$，其他情况可按 $\eta=1$；

K——缆芯导体的交流电阻与直流电阻之比值，可由表 7-15 选取。

表 7-15　K 值选择用表

电缆类型		6～35kV 挤塑					自容式充油		
导体截面/mm^2		95	120	150	185	240	240	400	600
芯数	单芯	1.002	1.003	1.004	1.006	1.010	1.003	1.011	1.029
	多芯	1.003	1.006	1.008	1.009	1.021	—	—	—

E.2　自容式充油电缆导体允许最小截面

E.2.1　电缆导体允许最小截面应满足下式：

$$S^2+\left(\frac{q_0}{q}S_0\right)S\geqslant\left[\alpha K\rho I^2 t/Jq\ln\frac{1+\alpha(\theta_m-20)}{1+\alpha(\rho_P-20)}\right]10^4 \qquad (E.2.1)$$

式中：S_0——不含油道内绝缘油的电缆导体中绝缘油充填面积（mm^2）；

q_0——绝缘油的单位体积热容量（$J/cm^3\cdot℃$），可取 1.7。

E.2.2　除对变压器回路的电缆可按最大工作电流作用时的 θ_P 值外，其他情况宜取 $\theta_P=\theta_H$。

7.3　电缆敷设设计要求

7.3.1　一般规定

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

5.1.1　电缆的路径选择，应符合下列规定：

1　应避免电缆遭受机械性外力、过热、腐蚀等危害。

2　满足安全要求条件下，应保证电缆路径最短。

3　应便于敷设、维护。

4　宜避开将要挖掘施工的地方。

5　充油电缆线路通过起伏地形时，应保证供油装置合理配置。

5.1.2　电缆在任何敷设方式及其全部路径条件的上下左右改变部位，均应满足电缆允许弯曲半径要求。

电缆的允许弯曲半径，应符合电缆绝缘及其构造特性要求。对自容式铅包充油电缆，其允许弯曲半径可按电缆外径的 20 倍计算。

5.1.3　同一通道内电缆数量较多时，若在同一侧的多层支架上敷设，应符合下列规定：

1. 应按电压等级由高至低的电力电缆、强电至弱电的控制和信号电缆、通信电缆“由上而下”的顺序排列。

当水平通道中含有35kV以上高压电缆,或为满足引入柜盘的电缆符合允许弯曲半径要求时,宜按“由下而上”的顺序排列。

在同一工程中或电缆通道延伸于不同工程的情况,均应按相同的上下排列顺序配置。

2. 支架层数受通道空间限制时,35kV及以下的相邻电压级电力电缆,可排列于同一层支架上,1kV及以下电力电缆也可与强电控制和信号电缆配置在同一层支架上。

3. 同一重要回路的工作与备用电缆实行耐火分隔时,应配置在不同层的支架上。

5.1.4 同一层支架上电缆排列的配置,宜符合下列规定:

1. 控制和信号电缆可紧靠或多层叠置。

2. 除交流系统用单芯电力电缆的同一回路可采取品字形(三叶形)配置外,对重要的同一回路多根电力电缆,不宜叠置。

3. 除交流系统用单芯电缆情况外,电力电缆相互间宜有1倍电缆外径的空隙。

5.1.5 交流系统用单芯电力电缆的相序配置及其相间距离,应同时满足电缆金属护层的正常感应电压不超过允许值,并宜保证按持续工作电流选择电缆截面小的原则确定。

未呈品字形配置的单芯电力电缆,有两回线及以上配置在同一通路时,应计入相互影响。

5.1.6 交流系统用单芯电力电缆与公用通信线路相距较近时,宜维持技术经济上有利的电缆路径,必要时可采取下列抑制感应电势的措施:

1. 使电缆支架形成电气通路,且计入其他并行电缆抑制因素的影响。

2. 对电缆隧道的钢筋混凝土结构实行钢筋网焊接连通。

3. 沿电缆线路适当附加并行的金属屏蔽线或罩盒等。

5.1.7 明敷的电缆不宜平行敷设在热力管道的上部。电缆与管道之间无隔板防护时的允许距离,除城市公共场所应按现行国家标准《城市工程管线综合规划规范》(GB 50289—1989)执行外,尚应符合表7-16的规定。

表7-16 电缆与管道之间无隔板防护时的允许距离 (单位:mm)

电缆与管道之间走向		电力电缆	控制和信号电缆
热力管道	平行	1000	500
	交叉	500	250
其他管道	平行	150	100

5.1.8 抑制电气干扰强度的弱电回路控制和信号电缆,除应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)第3.6.6条~第3.6.9条的规定外,当需要时可采取下列措施:

1. 与电力电缆并行敷设时相互间距,在可能范围内宜远离;对电压高、电流大的电力电缆间距宜更远。

2. 敷设于配电装置内的控制和信号电缆,与耦合电容器或电容式电压互感、避雷器或避雷针接地处的距离,宜在可能范围内远离。

3. 沿控制和信号电缆可平行敷设屏蔽线,也可将电缆敷设于钢制管或盒中。

5.1.9 在隧道、沟、浅槽、竖井、夹层等封闭式电缆通道中,不得布置热力管道,严禁有易燃气体或易燃液体的管道穿越。

5.1.10 爆炸性气体危险场所敷设电缆,应符合下列规定:

1. 在可能范围应保证电缆距爆炸释放源较远,敷设在爆炸危险较小的场所,并应符合

下列规定：

(1)易燃气体比空气重时，电缆应埋地或在较高处架空敷设，且对非铠装电缆采取穿管或置于托盘、槽盒中等机械性保护。

(2)易燃气体比空气轻时，电缆应敷设在较低处的管、沟内，沟内非铠装电缆应埋砂。

2. 电缆在空气中沿输送易燃气体的管道敷设时，应配置在危险程度较低的管道一侧，并应符合下列规定：

(1)易燃气体比空气重时，电缆宜配置在管道上方。

(2)易燃气体比空气轻时，电缆宜配置在管道下方。

3. 电缆及其管、沟穿过不同区域之间的墙、板孔洞处，应采用非燃性材料严密堵塞。

4. 电缆线路中不应有接头；如采用接头时，必须具有防爆性。

5.1.11 用于下列场所、部位的非铠装电缆，应采用具有机械强度的管或罩加以保护：

1. 非电气人员经常活动场所的地坪以上 2m 内、地中引出的地坪以下 0.3m 深电缆区段。

2. 可能有载重设备移经电缆上面的区段。

5.1.12 除架空绝缘型电缆外的非户外型电缆，户外使用时，宜采取罩、盖等遮阳措施。

5.1.13 电缆敷设在有周期性振动的场所，应采取下列措施：

1. 在支持电缆部位设置由橡胶等弹性材料制成的衬垫。

2. 使电缆敷设成波浪状且留有伸缩节。

5.1.14 在有行人通过的地坪、堤坝、桥面、地下商业设施的路面，以及通行的隧洞中，电缆不得敞露敷设于地坪或楼梯走道上。

5.1.15 在工厂的风道、建筑物的风道、煤矿里机械提升的除运输机通行的斜井通风巷道或木支架的竖井井筒中，严禁敷设敞露式电缆。

5.1.16 1kV 以上电源直接接地且配置独立分开的中性线和保护地线构成的系统，采用独立于相芯线和中性线以外的电缆作保护地线时，同一回路的该两部分电缆敷设方式，应符合下列规定：

1. 在爆炸性气体环境中，应敷设在同一路径的同一结构管、沟或盒中。

2. 除上述情况外，宜敷设在同一路径的同一构筑物中。

5.1.17 电缆的计算长度，应包括实际路径长度与附加长度。附加长度，宜计入下列因素：

1. 电缆敷设路径地形等高差变化、伸缩节或迂回备用裕量。

2. 35kV 及以上电缆蛇形敷设时的弯曲状影响增加量。

3. 终端或接头制作所需剥截电缆的预留段、电缆引至设备或装置所需的长度。35kV 及以下电缆敷设度量时的附加长度，应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录 G 的规定。

5.1.18 电缆的订货长度，应符合下列规定：

1. 长距离的电缆线路，宜采取计算长度作为订货长度。

对 35kV 以上单芯电缆，应按相计算；线路采取交叉互联等分段连接方式时，应按段开列。

2. 对 35kV 及以下电缆用于非长距离时，宜计及整盘电缆中截取后不能利用其剩余段的因素，按计算长度计入 5%～10%的裕量，作为同型号规格电缆的订货长度。

3. 水下敷设电缆的每盘长度,不宜小于水下段的敷设长度。有困难时,可含有工厂制的软接头。

7.3.2 电缆敷设方式

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

5.2.1 电缆敷设方式的选择,应视工程条件、环境特点和电缆类型、数量等因素,以及满足运行可靠、便于维护和技术经济合理的原则来选择。

5.2.2 电缆直埋敷设方式的选择,应符合下列规定:

1. 同一通路少于6根的35kV及以下电力电缆,在厂区通往远距离辅助设施或城郊等不易有经常性开挖的地段,宜采用直埋;在城镇人行道下较易翻修情况或道路边缘,也可采用直埋。

2. 厂区内地下管网较多的地段,可能有熔化金属、高温液体溢出的场所,待开发有较频繁开挖的地方,不宜用直埋。

3. 在化学腐蚀或杂散电流腐蚀的土壤范围内,不得采用直埋。

5.2.3 电缆穿管敷设方式的选择,应符合下列规定:

1. 在有爆炸危险场所明敷的电缆,露出地坪上需加以保护的电缆,以及地下电缆与公路、铁道交叉时,应采用穿管。

2. 地下电缆通过房屋、广场的区段,以及电缆敷设在规划中将作为道路的地段,宜采用穿管。

3. 在地下管网较密的工厂区、城市道路狭窄且交通繁忙或道路挖掘困难的通道等电缆数量较多时,可采用穿管。

5.2.4 下列场所宜采用浅槽敷设方式:

1. 地下水位较高的地方。

2. 通道中电力电缆数量较少,且在不经常有载重车通过的户外配电装置等场所。

5.2.5 电缆沟敷设方式的选择,应符合下列规定:

1. 在化学腐蚀液体或高温熔化金属溢流的场所,或在载重车辆频繁经过的地段,不得采用电缆沟。

2. 经常有工业水溢流、可燃粉尘弥漫的厂房内,不宜采用电缆沟。

3. 在厂区、建筑物内地下电缆数量较多但不需要采用隧道,城镇人行道开挖不便且电缆需分期敷设,同时不属于上述情况时,宜采用电缆沟。

4. 有防爆、防火要求的明敷电缆,应采用埋砂敷设的电缆沟。

5.2.6 电缆隧道敷设方式的选择,应符合下列规定:

1. 同一通道的地下电缆数量多,电缆沟不足以容纳时应采用隧道。

2. 同一通道的地下电缆数量较多,且位于有腐蚀性液体或经常有地面水流溢的场所,或含有35kV以上高压电缆以及穿越公路、铁道等地段,宜采用隧道。

3. 受城镇地下通道条件限制或交通流量较大的道路下,与较多电缆沿同一路径有非高温的水、气和通信电缆管线共同配置时,可在公用性隧道中敷设电缆。

5.2.7 垂直走向的电缆,宜沿墙、柱敷设;当数量较多,或含有35kV以上高压电缆时,应采用竖井。

5.2.8　电缆数量较多的控制室、继电保护室等处，宜在其下部设置电缆夹层。电缆数量较少时，也可采用有活动盖板的电缆层。

5.2.9　在地下水位较高的地方、化学腐蚀液体溢流的场所，厂房内应采用支持式架空敷设。建筑物或厂区不宜地下敷设时，可采用架空敷设。

5.2.10　明敷且不宜采用支持式架空敷设的地方，可采用悬挂式架空敷设。

5.2.11　通过河流、水库的电缆，无条件利用桥梁、堤坝敷设时，可采取水下敷设。

5.2.12　厂房内架空桥架敷设方式不宜设置检修通道，城市电缆线路架空桥架敷设方式可设置检修通道。

7.3.3　地下直埋敷设

规范引用　**《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)**

5.3.1　直埋敷设电缆的路径选择，宜符合下列规定：

1. 应避开含有酸、碱强腐蚀或杂散电流电化学腐蚀严重影响的地段。

2. 无防护措施时，宜避开白蚁危害地带、热源影响和易遭外力损伤的区段。

5.3.2　直埋敷设电缆方式，应符合下列规定：

1. 电缆应敷设于壕沟里，并应沿电缆全长的上、下紧邻侧铺以厚度不少于 100mm 的软土或砂层。

2. 沿电缆全长应覆盖宽度不小于电缆两侧各 50mm 的保护板，保护板宜采用混凝土。

3. 城镇电缆直埋敷设时，宜在保护板上层铺设醒目标志带。

4. 位于城郊或空旷地带，沿电缆路径的直线间隔 100m、转弯处或接头部位，应竖立明显的方位标志或标桩。

5. 当采用电缆穿波纹管敷设于壕沟时，应沿波纹管顶全长浇注厚度不小于 100mm 的素混凝土，宽度不应小于管外侧 50mm，电缆可不含铠装。

5.3.3　直埋敷设于非冻土地区时，电缆埋置深度应符合下列规定：

1. 电缆外皮至地下构筑物基础，不得小于 0.3m。

2. 电缆外皮至地面深度，不得小于 0.7m；当位于行车道或耕地下时，应适当加深，且不宜小于 1.0m。

5.3.4　直埋敷设于冻土地区时，宜埋入冻土层以下，当无法深埋时可埋设在土壤排水性好的干燥冻土层或回填土中，也可采取其他防止电缆受到损伤的措施。

5.3.5　直埋敷设的电缆，严禁位于地下管道的正上方或正下方。

电缆与电缆、管道、道路、构筑物等之间的容许最小距离，应符合表 7-17 的规定。

表 7-17　电缆与电缆、管道、道路、构筑物等之间的容许最小距离　（单位：m）

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
控制电缆之间		—	0.5①
电力电缆之间或与控制电缆之间	10kV 及以下力电缆	0.1	0.5①
	10kV 及以上力电缆	0.25②	0.5①
不同部门使用的电缆		0.5②	0.5①

续表

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
电缆与地下管沟	热力管沟	2③	0.5①
	油管或易(可)燃气管道	1	0.5①
	其他管道	0.5	0.5①
电缆与铁路	非直流电气化铁路路轨	3	1.0
	直流电气化铁路路轨	10	1.0
电缆与建筑物基础		0.6③	—
电缆与公路边		1.0③	
电缆与排水沟		1.0③	
电缆与树木的主干		0.7	
电缆与1kV以下架空线电杆		1.0③	
电缆与1kV以上架空线杆塔基础		4.0③	

注:①用隔板分隔或电缆穿管时不得小于0.25m;

②用隔板分隔或电缆穿管时不得小于0.1m;

③特殊情况时,减小值不得小于50%。

5.3.6 直埋敷设的电缆与铁路、公路或街道交叉时,应穿于保护管,保护范围应超出路基、街道路面两边以及排水沟边0.5m以上。

5.3.7 直埋敷设的电缆引入构筑物,在贯穿墙孔处应设置保护管,管口应实施阻水堵塞。

5.3.8 直埋敷设电缆的接头配置,应符合下列规定:

1. 接头与邻近电缆的净距,不得小于0.25m。

2. 并列电缆的接头位置宜相互错开,且净距不宜小于0.5m。

3. 斜坡地形处的接头安置,应呈水平状。

4. 重要回路的电缆接头,宜在其两侧约1.0m开始的局部段,按留有备用量方式敷设电缆。

5.3.9 直埋敷设电缆采取特殊换土回填时,回填土的土质应对电缆外护层无腐蚀性。

7.3.4 保护管敷设

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

5.4.1 电缆保护管内壁应光滑无毛刺。其选择应满足使用条件所需的机械强度和耐久性,且应符合下列规定:

1. 需采用穿管抑制对控制电缆的电气干扰时,应采用钢管。

2. 交流单芯电缆以单根穿管时,不得采用未分隔磁路的钢管。

5.4.2 部分或全部露出在空气中的电缆保护管的选择,应符合下列规定:

1. 防火或机械性要求高的场所,宜采用钢质管,并应采取涂漆或镀锌包塑等适合环境耐久要求的防腐处理。

2. 满足工程条件自熄性要求时,可采用阻燃型塑料管。部分埋入混凝土中等有耐冲击

的使用场所，塑料管应具备相应承压能力，且宜采用可挠性的塑料管。

5.4.3 地中埋设的保护管，应满足埋深下的抗压要求和耐环境腐蚀性的要求。管枕配置跨距，宜按管路底部未均匀夯实时满足抗弯矩条件确定；在通过不均匀沉降的回填土地段或地震活动频发地区，管路纵向连接应采用可挠式管接头。

同一通道的电缆数量较多时，宜采用排管。

5.4.4 保护管管径与穿过电缆数量的选择，应符合下列规定：

1. 每管宜只穿 1 根电缆。除发电厂、变电所等重要性场所外，对一台电动机所有回路或同一设备的低压电机所有回路，可在每管合穿不多于 3 根电力电缆或多根控制电缆。

2. 管的内径，不宜小于电缆外径或多根电缆包络外径的 1.5 倍。排管的管孔内径，不宜小于 75mm。

5.4.5 单根保护管使用时，宜符合下列规定：

1. 每根电缆保护管的弯头不宜超过 3 个，直角弯不宜超过 2 个。

2. 地中埋管距地面深度不宜小于 0.5m；与铁路交叉处距路基不宜小于 1.0m；距排水沟底不宜小于 0.3m。

3. 并列管相互间宜留有不小于 20mm 的空隙。

5.4.6 使用排管时，应符合下列规定：

1. 管孔数宜按发展预留适当备用。

2. 导体工作温度相差大的电缆，宜分别配置于适当间距的不同排管组。

3. 管路顶部土壤覆盖厚度不宜小于 0.5m。

4. 管路应置于经整平夯实土层且有足以保持连续平直的垫块上；纵向排水坡度不宜小于 0.2%。

5. 管路纵向连接处的弯曲度，应符合牵引电缆时不致损伤的要求。

6. 管孔端口应采取防止损伤电缆的处理措施。

5.4.7 较长电缆管路中的下列部位，应设置工作井：

1. 电缆牵引张力限制的间距处。电缆穿管敷设时容许最大管长的计算方法，宜符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)附录 H 的规定。

2. 电缆分支、接头处。

3. 管路方向较大改变或电缆从排管转入直埋处。

4. 管路坡度较大且需防止电缆滑落的必要加强固定处。

7.3.5 电缆构筑物敷设

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

5.5.1 电缆构筑物的尺寸应按容纳的全部电缆确定，电缆的配置应无碍安全运行，满足敷设施工作业与维护巡视活动所需空间，并应符合下列规定：

1. 隧道内通道净高不宜小于 1900mm；在较短的隧道中与其他沟道交叉的局部段，净高可降低，但不应小于 1400mm。

2. 封闭式工作井的净高不宜小于 1900mm。

3. 电缆夹层室的净高不得小于 2000mm，但不宜大于 3000mm。民用建筑的电缆夹层净高可稍降低，但在电缆配置上供人员活动的短距离空间不得小于 1400mm。

4. 电缆沟、隧道或工作井内通道的净宽,不宜小于表 7-18 所列值。

表 7-18　电缆沟、隧道或工作井内通道的净宽　(单位:mm)

电缆支架配置方式	具有下列沟深的电缆沟			开挖式隧道或封闭式工作井	非开挖式隧道
	＜600	600～1000	＞1000		
两侧	300*	500	700	1000	800
单侧	300*	450	600	900	800

注:* 浅沟内可不设置支架,勿需有通道。

5.5.2　电缆支架、梯架或托盘的层间距离,应满足能方便地敷设电缆及其固定、安置接头的要求,且在多根电缆同置于一层情况下,可更换或增设任一根电缆及其接头。

在采用电缆截面或接头外径尚非很大的情况下,符合上述要求的电缆支架、梯架或托盘的层间距离的最小值,可取表 7-19 所列数值。

表 7-19　电缆支架、梯架或托盘的层间距离的最小值　(单位:mm)

电缆电压级和类型、敷设特征		普通支架、吊架	桥架
控制电缆明敷		120	200
电力电缆明敷	6kV 及以下	150	250
	6～10kV 交联聚乙烯	200	300
	35kV 单芯	250	300
	35kV 三芯	300	350
	110～220kV,每层 1 根以上		
	330kV、500kV	350	400
电缆敷设于槽盒中		h+80	h+100

注:h 为槽盒外壳高度。

5.5.3　水平敷设时电缆支架的最上层、最下层布置尺寸,应符合下列规定:

1. 最上层支架距构筑物顶板或梁底的净距允许最小值,应满足电缆引接至上侧柜盘时的允许弯曲半径要求,且不宜小于表 7-20 所列数再加 80～150mm 的和值。

2. 最上层支架距其他设备的净距,不应小于 300mm;当无法满足时应设置防护板。

3. 最下层支架距地坪、沟道底部的最小净距,不宜小于表 5.5.3 所列值。

表 7-20　最下层支架距地坪、沟道底部的最小净距　(单位:mm)

电缆敷设场所及其特征		垂直净距
电缆沟		50
隧道		100
电缆夹层	非通道处	200
	至少在一侧不小于 800mm 宽通道处	1400
公共廊道中电缆支架无围栏防护		1500
厂房内		2000
厂房外	无车辆通过	2500
	有车辆通过	4500

5.5.4　电缆构筑物应满足防止外部进水、渗水的要求,且应符合下列规定:

1. 对电缆沟或隧道底部低于地下水位、电缆沟与工业水管沟并行邻近、隧道与工业水管沟交叉时，宜加强电缆构筑物防水处理。

2. 电缆沟与工业水管沟交叉时，电缆沟宜位于工业水管沟的上方。

3. 在不影响厂区排水情况下，厂区户外电缆沟的沟壁宜稍高出地坪。

5.5.5　电缆构筑物应实现排水畅通，且符合下列规定：

1. 电缆沟、隧道的纵向排水坡度，不得小于0.5%。

2. 沿排水方向适当距离宜设置集水井及其泄水系统，必要时应实施机械排水。

3. 隧道底部沿纵向宜设置泄水边沟。

5.5.6　电缆沟沟壁、盖板及其材质构成，应满足承受荷载和适合环境耐久的要求。

可开启的沟盖板的单块重量，不宜超过50kg。

5.5.7　电缆隧道、封闭式工作井应设置安全孔，安全孔的设置应符合下列规定：

1. 沿隧道纵长不应少于2个。在工业性厂区或变电所内隧道的安全孔间距不宜大于75m。在城镇公共区域开挖式隧道的安全孔间距不宜大于200m，非开挖式隧道的安全孔间距可适当增大，且宜根据隧道埋深和结合电缆敷设、通风、消防等综合确定。

隧道首末端无安全门时，宜在不大于5m处设置安全孔。

2. 对封闭式工作井，应在顶盖板处设置2个安全孔。位于公共区域的工作井，安全孔井盖的设置宜使非专业人员难以启动。

3. 安全孔至少应有一处适合安装机具和安置设备的搬运，供人出入的安全孔直径不得小于700mm。

4. 安全孔内应设置爬梯，通向安全门应设置步道或楼梯等设施。

5. 在公共区域露出地面的安全孔设置部位，宜避开公路、轻轨，其外观宜与周围环境景观相协调。

5.5.8　高落差地段的电缆隧道中，通道不宜呈阶梯状，且纵向坡度不宜大于15°，电缆接头不宜设置在倾斜位置上。

5.5.9　电缆隧道宜采取自然通风。当有较多电缆导体工作温度持续达到70℃以上或其他影响环境温度显著升高时，可装设机械通风，但机械通风装置应在一旦出现火灾时能可靠地自动关闭。

长距离的隧道，宜适当分区段实行相互独立的通风。

5.5.10　非拆卸式电缆竖井中，应有人员活动的空间，且宜符合下列规定：

1. 未超过5m高时，可设置爬梯，且活动空间不宜小于800mm×800mm。

2. 超过5m高时，宜设置楼梯，且每隔3m宜设置楼梯平台。

3. 超过20m高且电缆数量多或重要性要求较高时，可设置简易式电梯。

7.3.6　其他公共设施中敷设

《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

规范引用

5.6.1　通过木质结构的桥梁、码头、栈道等公用构筑物，用于重要的木质建筑设施的非矿物绝缘电缆时，应敷设在不燃性的保护管或槽盒中。

5.6.2　交通桥梁上、隧洞中或地下商场等公共设施的电缆，应具有防止电缆着火危害、避免外力损伤的可靠措施，并应符合下列规定：

1. 电缆不得明敷在通行的路面上。

2. 自容式充油电缆在沟槽内敷设时应埋砂,在保护管内敷设时,保护管应采用非导磁的不燃性材质的刚性保护管。

3. 非矿物绝缘电缆用在无封闭式通道时,宜敷设在不燃性的保护管或槽盒中。

5.6.3 公路、铁道桥梁上的电缆,应采取防止振动、热伸缩以及风力影响下金属套因长期应力疲劳导致断裂的措施,并应符合下列规定:

1. 桥墩两端和伸缩缝处,电缆应充分松弛。当桥梁中有挠角部位时,宜设置电缆迂回补偿装置。

2. 35kV 以上大截面电缆宜采用蛇形敷设。

3. 经常受到振动的直线敷设电缆,应设置橡皮、砂袋等弹性衬垫。

7.3.7 水下敷设

规范引用 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)

5.7.1 水下电缆路径的选择,应满足电缆不易受机械性损伤、能实施可靠防护、敷设作业方便、经济合理等要求,且应符合下列规定:

1. 电缆宜敷设在河床稳定、流速较缓、岸边不易被冲刷、海底无石山或沉船等障碍、少有沉锚和拖网渔船活动的水域。

2. 电缆不宜敷设在码头、渡口、水工构筑物附近、且不宜敷设在疏浚挖泥区和规划筑港地带。

5.7.2 水下电缆不得悬空于水中,应埋置于水底。在通航水道等需防范外部机械力损伤的水域,电缆应埋置于水底适当深度的沟槽中,并应加以稳固覆盖保护;浅水区埋深不宜小于 0.5m,深水航道的埋深不宜小于 2m。

5.7.3 水下电缆严禁交叉、重叠。相邻的电缆应保持足够的安全间距,且应符合下列规定:

1. 主航道内,电缆间距不宜小于平均最大水深的 1.2 倍。引至岸边间距可适当缩小。

2. 在非通航的流速未超过 1m/s 的小河中,同回路单芯电缆间距不得小于 0.5m,不同回路电缆间距不得小于 5m。

3. 除上述情况外,应按水的流速和电缆埋深等因素确定。

5.7.4 水下的电缆与工业管道之间的水平距离,不宜小于 50m;受条件限制时,不得小于 15m。

5.7.5 水下电缆引至岸上的区段,应采取适合敷设条件的防护措施,且应符合下列规定:

1. 岸边稳定时,应采用保护管、沟槽敷设电缆,必要时可设置工作井连接,管沟下端宜置于最低水位下不小于 1m 处。

2. 岸边未稳定时,宜采取迂回形式敷设以预留适当备用长度的电缆。

5.7.6 水下电缆的两岸,应设置醒目的警告标志。

8 电气设备布置及配电装置设计

8.1 电气设备布置的要求

8.1.1 安全距离

规范引用 《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)

8.1.1 屋外配电装置的最小安全净距宜以金属氧化物避雷器的保护水平为基础确定。其屋外配电装置的最小安全净距不应小于表8-1所列数值,并按图8-1、图8-2和图8-3校验。电气设备外绝缘体最低部位距地小于2500mm时,应装设固定遮栏。

8.1.2 屋外配电装置使用软导线时,在不同条件下,带电部分至接地部分和不同相带电部分之间的最小安全净距,应根据表8-2进行校验,并采用其中最大数值。

8.1.3 屋内配电装置的安全净距不应小于表8-3所列数值,并按图8-4和图8-5校验。

电气设备外绝缘体最低部位距地小于2300mm时,应装设固定遮栏。

8.1.4 配电装置中,相邻带电部分的额定电压不同时,应按较高的额定电压确定其最小安全净距。

8.1.5 屋外配电装置带电部分的上面或下面,不应有照明、通信和信号线路架空跨越或穿过;屋内配电装置的带电部分上面不应有明敷的照明、动力线路或管线跨越。

表8-1 屋外配电装置的最小安全净距 (单位:mm)

符号	适用范围	图号	系统标准电压/kV								
			3～10	15～20	35	66	110J	110	220J	330J	500J
A_1	1.带电部分至接地部分之间 2.网状遮栏向上延伸线距地2.5m处与遮栏上方带电部分之间	8-1 8-2	200	300	400	650	900	1000	1800	2500	3800

续表

符号	适用范围	图号	系统标准电压/kV								
			3～10	15～20	35	66	110J	110	220J	330J	500J
A_2	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	8-1 8-3	200	300	400	650	1000	1100	2000	2800	4300
B_1	1. 设备运输时.其设备外廓至无遮栏带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 3. 栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间① 4. 带电作业时带电部分至接地部分之间②	8-1 8-2 8-3	950	1050	1150	1400	1650	1750	2550	3250	4550
B_2	网状遮栏至带电部分之间	8.1.1-2	300	400	500	750	1000	1100	1900	2600	3900
C	1. 无遮栏裸导体至地面之间 2. 无遮栏裸导体至建筑物、构筑物顶部之间	81-2 8-3	2700	2800	2900	3100	3400	3500	4300	5000	7500
D	1. 平行的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 2. 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	8-1 8-2	2200	2300	2400	2600	2900	3000	3800	4500	5800

注:(1)110J、220J、330J、500J 系指中性点有效接地系统。

(2)海拔超过 1000m 时,A 值应进行修正(参见附录 B)。

(3)本表所列各值不适用于制造厂的成套配电装置。

(4)500kV 的 A_1 值,分裂软导线至接地部分之间可取 3500mm。

(5)750kV 电压等级屋外配电装置的最小安全净距可参见附录 E。

①对于 220kV 及以上电压,可按绝缘体电位的实际分布,采用相应的 B_1 值进行校验。此时,允许栅状遮栏与绝缘体的距离小于 B_1 值,当无给定的分布电位时,可按线性分布计算。校验 500kV 相间通道的安全净距,亦可用此原则。

②带电作业时,不同相或交叉的不同回路带电部分之间,其 B_1 值可取(A_2+75m)mm。

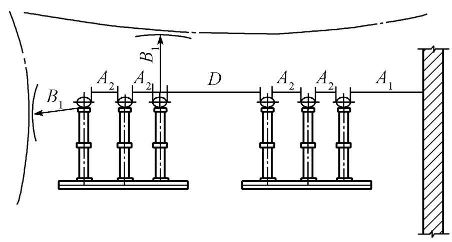


图 8-1 屋外 A_1、A_2、B_1、D 值校验图

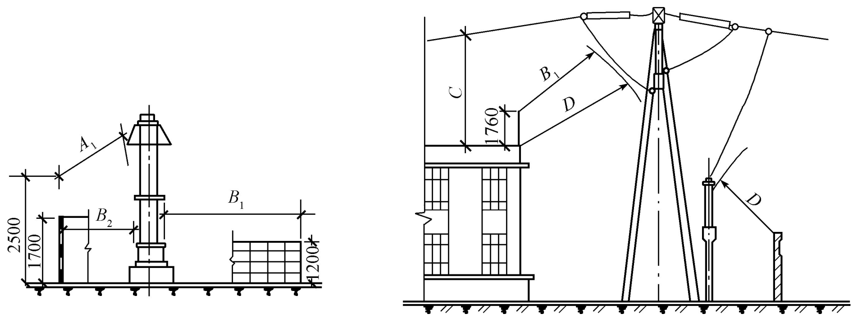


图 8-2 屋外 A_1、B_1、B_2、C、D 值校验图

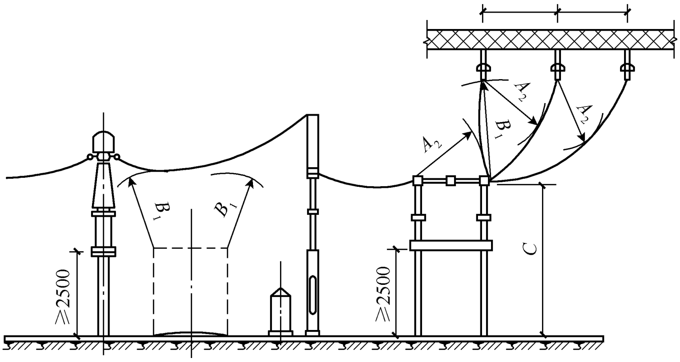


图 8-3 屋外 A_2、B_1、C 值校验图

表 8-2 不同条件下的计算风速和安全净距 （单位：mm）

条件	校验条件	计算风速/(m/s)	A 值	系统标称电压/kV						
				35	66	110J	110	220J	330J	500J
雷电电压	雷电过电压和风偏	10①	A_1	400	650	900	1000	1800	2400	3200
			A_2	400	650	1000	1100	2000	2600	3600
操作电压	操作过电压和风偏	最大设计风速的 50%	A_1	—	—	—	—	1800	2500	3500
			A_2	—	—	—	—	2000	2800	4300
工频电压	1. 最大工作电压、短路和风偏（取 10m/s 风速） 2. 最大工作电压和风偏（取最大设计风速）	10 或最大设计风速	A_1	150	300	300	450	600	1100	1600
			A_2	150	300	500	500	900	1700	2400

注：①在气象条件恶劣的地区（如最大设计风速为 35m/s 及以上，以及雷暴时风速较大的地区）用 15m/s。

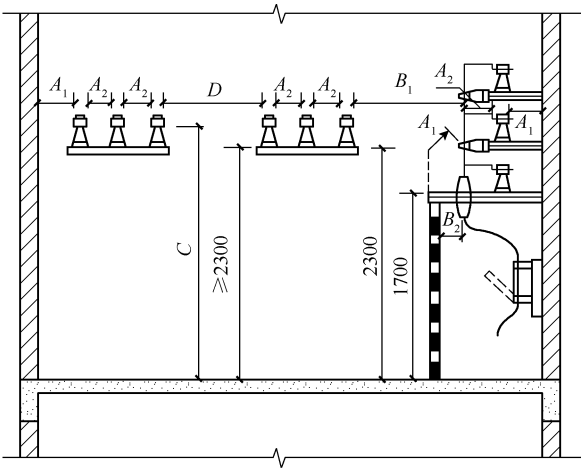


图 8-4 屋内 A_1、A_2、B_1、B_2、C、D 值校验图

表 8-3 屋内配电装置的最小安全净距 (单位:mm)

符号	适用范围	图号	系统标称电压/kV								
			3	6	10	15	20	35	66	110J	220J
A_1	带电部分至接地部分之间 网状和板状遮栏向上延伸线距地 2.3m 处与遮栏上方带电部分之间	8-4	75	100	125	150	180	300	550	850	1800
A_2	不同相的带电部分之间 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	8-4	75	100	125	150	180	300	550	900	2000
B_1	栅状遮栏至带电部分之间 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	8-4 8-5	825	850	875	900	930	1050	1300	1600	2550
B_2	网状遮栏至带电部分之间[1)]	8-4	175	200	225	250	280	400	650	950	1900
C	无遮栏裸导体至地(楼)面之间	8-4	2500	2500	2500	2500	2500	2600	2850	3150	4100
D	平行的不同时停电检修的无遮栏裸导体之间	8-4	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	2650	3600
E	通向屋外的出线套管至屋外通道的路面	8-5	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4500	5000	5500

注:(1)110J、220J 系指中性点有效接地系统。

(2)海拔超过 1000m 时,A 值应进行修正(参见附录 B)。

(3)通向屋外配电装置的出线套管至屋外地面的距离,不应小于表 8-1 中所列屋外部分之 C 值。

①当为板状遮栏时,其 B_2 值可取(A_1+30)mm。

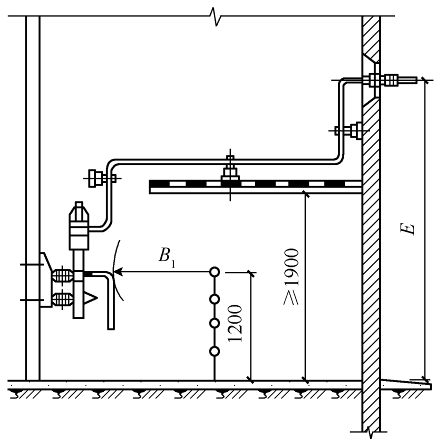


图 8-5 屋内 B_1、E 值校验图

8.1.2 电气设备布置

规范引用 《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)

8.3.1 配电装置的布置应结合接线方式、设备型式及发电厂和变电站的总体布置综合考虑。

8.3.2 220～500kV 电压等级,一台半断路器接线,当采用软母线或管型母线配双柱式、三柱式、双柱伸缩式或单柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置应采用中型布置。断路器宜采用三列式、单列式或“品”字形布置。

8.3.3 220～500kV 电压等级,双母线接线,当采用软母线或管型母线配双柱式、三柱式、双柱伸缩式或单柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置应采用中型布置。断路器宜采用单列式或双列式布置。

8.3.4 35～110kV 电压等级,双母线接线,当采用软母线配普通双柱式或单柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置宜采用中型布置。断路器宜采用单列式布置或双列式布置。

110kV 电压等级,双母线接线,当采用管型母线配双柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置宜采用半高型布置,断路器宜采用单列式布置。

8.3.5 35～110kV 电压等级,单母线接线,当采用软母线配普通双柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置应采用中型布置。断路器宜采用单列式布置或双列式布置。

8.3.6 110～220kV 电压等级,双母线接线,当采用管型母线配双柱式、三柱式隔离开关时,屋内敞开式配电装置应采用双层布置。断路器宜采用双列式布置。

8.3.7 110～500kV 电压等级,当采用气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)配电装置时,GIS 配电装置应采用户外低式布置,当环境条件特殊时,也可采用户内布置。

8.3.8 110kV 及以上配电装置当采用管型母线时,管型母线宜选用单管结构。其固定方式可采用支持式或悬吊式。当地震烈度为 8 度及以上时,宜采用悬吊式。

支持式管型母线在无冰无风状态下的挠度不宜大于(0.5～1.0)D(D 为导体直径),悬吊式管型母线的挠度可放宽。

采用支持式管型母线时还应分别对端部效应、微风振动及热胀冷缩采取措施。

8.1.3 电气设备具体要求

8.1.3.1 屋内配电装置部分

(1)6～35kV两层配电装置中，为便于运行人员在底层操作时能够观察到楼层母线隔离开关的开合情况，实施的措施有适当缩小孔洞，孔洞位置偏移，洞口加设护网、护沿，考虑搭跳板的便利，加宽底层的操作走廊等。此外，有时还考虑采用就地操作从而取消上述孔洞的，但此时必须采取措施以防万一发生误操作时危及操作人员生命。

(2)相邻间隔均为架空出线时，必须考虑当一回带电、另一回检修时的安全措施，如将出线悬挂点偏移、两回出线间加隔板等。

(3)双母线系统的隔离开关操动机构在间隔正面的布置一般按左工(工作母线)右备(备用母线)的原则考虑。

(4)屋外穿墙套管的上部是否设置雨篷，可按当地运行习惯结合地震、降雨等情况予以确定。

8.1.3.2 屋外配电装置部分

(1)当发电厂具有二级升高电压配电装置时，一般要预留安装第二台三绕组变压器的位置和引线走廊。

(2)当地区降压变电所具有中性点非直接接地系统的电压级时，设计中要考虑留消弧线圈的安装位置及其引线方式。

(3)为避免由于配电装置场地不均匀沉陷等因素影响三相联动设备及敞开式组合电器的正常运行.必要时可要求土建对上述设备采用整体基础。

(4)断路器和避雷器等设备采用低位布置时，围栏内宜做成高100mm的水泥地坪，以便于排水和防止长草。

(5)端子箱、操作箱的基础高度一般不低于200～250mm。

(6)对高位布置的断路器操作箱，为便于检修调试，宜设置带踏步的砖砌检修平台。

(7)35～110kV隔离开关的操动机构宜布置在边相，220～330kV隔离开关的操动机构(当三相联动时)宜布置在中相。操动机构的安装高度一般为1m。

(8)高频阻波器一般为悬挂安装，如因风偏过大，不能满足安全净距时，可采用V形绝缘子串悬吊或直接固定在相应的耦合电容器上。对于500kV配电装置，也可采用棒型支柱绝缘子支持安装的方式。

(9)隔离开关引线对地安全净距C值的校验，应考虑电缆沟凸出地面的尺寸。

(10)当主变压器靠发电厂主厂房布置时，需注意避免排汽管排汽时对变压器安全运行的影响，应使两者保持一定的间距。同时，也应注意排汽对组合导线用耐张绝缘子串的影响。

(11)建设在林区的屋外配电装置，应在电气设备周围留有20m宽度的空地。

(12)配电装置的照明、通信、接地、检修电源等辅助设施应根据工程具体情况统盘考虑，并参照对屋内配电装置相应设施的要求分别予以设置。

(13)在带旁路母线的配电装置设计中，一般将旁路母线布置在出线门型架的外侧，此时，为了保持送电线路与旁路母线之间的安全距离，线路终端杆塔必须有一定的高度。当采用双回路终端塔时，耦合电容器(或电容式电压互感器)的引下线很难保证与邻相导线的安

全净距。因此，可以考虑将旁路母线布置在出线门型架的内侧，这样，除能避免出现上述情况外，还可以缩小出线门型架到线路终端塔的距离，使架构简化并节省钢材。

8.2 高压配电装置的设计

8.2.1 设计要求

规范引用 《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)

5.1.1 配电装置的布置，导体、电气设备、架构的选择，应满足在当地环境条件下正常运行、安装检修、短路和过电压时的安全要求，并满足规划容量要求。

5.1.2 配电装置各回路的相序排列宜一致。一般按面对出线，从左到右、从远到近、从上到下的顺序，相序为A、B、C。对屋内硬导体及屋外母线桥裸导体应有相色标志，A、B、C相色标志应为黄、绿、红三色。对于扩建工程应与原有配电装置相序一致。

5.1.3 配电装置内的母线排列顺序，一般靠变压器侧布置的母线为Ⅰ母，靠线路侧布置的母线为Ⅱ母；双层布置的配电装置中，下层布置的母线为Ⅰ母，上层布置的母线为Ⅱ母。

5.1.4 110kV及以上的屋外配电装置最小安全净距，一般不考虑带电检修。如确有带电检修需求，最小安全净距应满足带电检修的工况。

5.1.5 110～220kV配电装置母线避雷器和电压互感器，宜合用一组隔离开关；330kV及以上进、出线和母线上装设的避雷器及进、出线电压互感器不应装设隔离开关，母线电压互感器不宜装设隔离开关。

5.1.6 330kV及以上电压等级的线路并联电抗器回路不宜装设断路器或负荷开关。330kV及以上电压等级的母线并联电抗器回路应装设断路器和隔离开关。

5.1.7 66kV及以上的配电装置，断路器两侧的隔离开关靠断路器侧，线路隔离开关靠线路侧，变压器进线隔离开关的变压器侧，应配置接地开关。66kV及以上电压等级的并联电抗器的高压侧应配置接地开关。

5.1.8 对屋外配电装置，为保证电气设备和母线的检修安全，每段母线上应装设接地开关或接地器。接地开关或接地器的安装数量应根据母线上电磁感应电压和平行母线的长度以及间隔距离进行计算确定。

5.1.9 330kV及以上电压等级的同杆架设或平行回路的线路侧接地开关，应具有开合电磁感应和静电感应电流的能力，其开合水平应按具体工程情况经计算确定。

5.1.10 110kV及以上配电装置的电压互感器配置，可以采用按母线配置方式，也可以采用按回路配置方式。

5.1.11 220kV及以下屋内配电装置设备低式布置时，间隔应设置防止误入带电间隔的闭锁装置。

5.1.12 充油电气设备的布置，应满足带电观察油位、油温时安全、方便的要求；并应便于抽取油样。

5.1.13 配电装置的布置位置，应使场内道路和低压电力、控制电缆的长度最短。发电厂内宜避免不同电压等级的架空线路交叉。

5.2.1 对气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)配电装置,接地开关的配置应满足运行检修的要求。

与GIS配电装置连接并需单独检修的电气设备、母线和出线,均应配置接地开关。一般情况下,出线回路的线路侧接地开关和母线接地开关应采用具有关合动稳定电流能力的快速接地开关。110～220kV GIS配电装置母线避雷器和电压互感器可不装设隔离开关。

5.2.2 GIS配电装置避雷器的配置,应在与架空线路连接处装设避雷器。该避雷器宜采用敞开式,其接地端应与GIS管道金属外壳连接。GIS母线是否装设避雷器,需经雷电侵入波过电压计算确定。

5.2.3 GIS配电装置感应电压不应危及人身和设备的安全。外壳和支架上的感应电压,正常运行条件下不应大于24V,故障条件下不应大于100V。

5.2.4 在GIS配电装置间隔内,应设置一条贯穿所有GIS间隔的接地母线或环形接地母线。将GIS配电装置的接地线引至接地母线,由接地母线再与接地网连接。

5.2.5 GIS配电装置宜采用多点接地方式,当选用分相设备时,应设置外壳三相短接线,并在短接线上引出接地线通过接地母线接地。

外壳的三相短接线的截面应能承受长期通过的最大感应电流,并应按短路电流校验。当设备为铝外壳时,其短接线宜采用铝排;当设备为钢外壳时,其短接线宜采用铜排。

5.2.6 GIS配电装置每间隔应分为若干个隔室,隔室的分隔应满足正常运行条件和间隔元件设备检修要求。

8.2.2 布置设计

8.2.2.1 6～35kV配电装置的布置设计

1.6～10kV配电装置

(1)10kV配电装置一般均为屋内布置。当出线不带电抗器时,一般采用成套开关柜单层布置,由于受国产开关柜规格的限制,这种布置仅用于中小型变电所。当出线带电抗器时,一般采用三层或两层装配式布置,近年来还有采用两层装配与成套混合式布置,这些布置适用于大中型配电装置。

(2)成套开关柜布置。这种布置只要合理选用制造厂生产的各种标准单元的开关柜,按照电气接线的要求进行配置组合即可,布置尺寸应符合规定要求。

2.35kV配电装置

(1)屋外式布置。在现有35kV屋外配电装置中,其布置型式多为中型,亦有采用高型、半高型及低型的,但为数甚少。

(2)屋内式布置。35kV屋内配电装置由于接线方式、断路器型式及配电装置层数的不同而有多种布置方式,如:

①双母线接线;

②单母线分段带旁路母线接线;

③单母线分段接线;

④桥形接线。

(3)成套开关柜布置。目前国内制造厂生产的35kV成套开关柜有单母线接线或单母线分段接线等。布置尺寸应符合规定要求。

(4)型式选择。35kV屋内配电装置与屋外配电装置比较,在经济上两者总投资基本接

近，因屋内式电气投资较屋外式略少，而土建投资又稍高于屋外式；但屋内式具有节约用地、便于运行维护、防污性能好等优点，因此在选型时一般采用屋内配电装置。

3. 6～10kV 与 35kV 配电装置

在同时具有 6～10kV 和 35kV 两级电压的变电所中，为节约用地和进出线的方便，还可考虑采用将 6～10kV 与 35kV 配电装置布置在底层，35kV 配电装置布置在二层的混合布置方式。此时，6～10kV 一般选用成套开关柜，35kV 选用固定式或手车式断路器。

8.2.2.2 110～220kV 配电装置的布置设计

1. 110kV 配电装置

(1)普通中型配电装置。普通中型配电装置是将所有电气设备都安装在地面设备支架上，母线下不布置任何电气设备。

①为了节约用地及减少架构用材，将主母线架构与中央门型架构合并，旁路母线架构与出线架构合并，从而缩小了配电装置的纵向尺寸。采用了 V 形隔离开关，其间隔宽度缩小为 7.5m。

②单母线分段带旁路母线普通中型配电装置典型设计，其进出线间隔宽度为 8m，母线分段兼旁路间隔宽度为 9.4m，断路器双列布置，仅出线带旁路，旁路母线架构与出线架构合并。

③铝管母线配电装置布置，其主要特点如下：

母线采用铝锰合金管，以棒型支柱绝缘子支撑，同时又采用了合并架构，从而减少了占地面积，与同规模的 110kV 中型软母线配电装置相比，可节约用地 14%。

铝管母线对架构不产生拉力荷载，因此可简化土建结构，节省三材，降低土建造价。

铝管母线基本成一直线，布置比较清晰，且能降低母线高度，给巡视维护带来方便。

(2)半高型配电装置。半高型配电装置是将母线及母线隔离开关抬高，将断路器、电流互感器等电气设备布置在母线的下面。该型配电装置具有布置紧凑清晰、占地少、钢材消耗与普通中型接近等特点，且除设备上方有带电母线外，其余布置情况均与中型布置相似，能适应运行、检修人员的习惯与需要。

双母线带旁路母线的半高受配电装置有田字型、品字型和管型母线三种布置。

①田字型布置。该布置将两组主母线及母线隔离开关均分别抬高至同一高度，电气设备布置在一组主母线下面，另一组主母线下面设置设备搬运道路。

②品字型布置。该布置将一组主母线及母线隔离开关抬高，另一组主母线与旁路母线分别设在升高主母线的两侧，两者高度有等高及不等高两种。

③管型母线布置。管型母线半高型布置除有半高型配电装置和普通中型管型母线配电装置的主要特点外，且布置紧凑，巡视路线短，能更进一步节省占地；土建结构简单，便于施工。但不能带电作业，且抗震性能较差。

(3)高型配电装置。高型配电装置的特点是将母线和隔离开关上下重叠布置，母线下面没有电气设备。该型配电装置的断路器为双列布置，两个回路合用一个间隔，因此可大大缩小占地面积，但其钢材耗量较大，土建投资较多，安装检修及运行维护条件均较差，故在 110kV 电压等级中采用较少。

(4)屋内配电装置。屋内配电装置的特点是将母线、隔离开关、断路器等电气设备上下重叠布置在屋内，这样可以改善运行和检修条件。同时，由于屋内配电装置布置紧凑，可以大大缩小占地面积。近年来，在配电装置的设备选型、电气布置和建筑结构等方面采取了一

些改进措施,从而使110kV屋内配电装置的造价有所降低。

2.20kV 配电装置

(1)中型配电装置。现有220kV配电装置分普通中型布置和分相中型布置两种。对于普通中型布置,其母线下不布置任何电气设备;而分相中型布置的特点是将母线隔离开关直接安装在各相母线的下面。

①普通中型配电装置。该型配电装置的特点和使用情况与110kV电压级类同,即其电气设备都安装在地面支架上,施工、运行和检修都比较方便,所以使用广泛,各方面的经验较为丰富,但占地面积过大。

②分相中型配电装置。分相中型配电装置系将母线隔离开关直接布置在各相母线的下方,有的仅一组母线隔离开关采用分相布置,有的所有母线隔离开关均采用分相布置。隔离开关的型式有CW4型双柱式、GW7型三柱式或GW6型单柱式。母线型式有软母线及管型母线两种。分相中型布置可以节约用地、简化架构、节省三材,故已基本上取代普通中型布置。

(2)半高型配电装置。220kV半高型配电装置的特点与110kV电压级的相似。双母线带旁路母线的半高型配电装置有田字型、品字型及管型母线三种布置。

8.2.2.3 330～500kV 超高压配电装置的布置设计

1.对超高压配电装置:

(1)按绝缘配合的要求,合理选择配电装置的绝缘水平和过电压保护设备,并以此作为设计配电装置的基础。

(2)为节约用地,要重视占地面积为整个配电装置总面积50%～60%的母线及隔离开关的选型及布置方式。我国在330kV及500kV配电装置中采用了铝管母线配单柱式隔离开关分相布置方式,对压缩配电装置的纵向尺寸有显著效果,一般可节约用地20%～30%。此外,采用敞开式SF_6组合电器、仿OH型双柱伸缩式或仿SSP型半折架式单柱隔离开关等都能起到节约用地的作用。至于SF_6全封闭组合电器,虽可大幅度压缩占地面积,但价格较高,故仅使用在重污秽、高海拔、强地震等环境条件特别恶劣以及场地狭窄的地区。

(3)超高压配电装置中导线和母线的载流量很大。为了达到大的载流量,同时又要满足电晕及无线电干扰的要求,在工程中普遍采用扩径空芯导线、多分裂导线和大直径或组合式铝管。

(4)超高压配电装置中的电气设备都比较高大和笨重,如330kV设备顶部安装高度为6～7.5m,500kV则高达8～12m;设备起吊单件最大重量,330kV为3t,500kV为5.3t。因此,设备的安装起吊和检修搬运已不能以人工操作为主要方式,而必须采用机械化的安装搬运措施,如设置液压升降检修车,配备吊车、汽车等施工检修机械。为了使这些检修和搬运机械能顺利到达设备附近并进行作业,在配电装置中除设有横向环形道路外,还在每个间隔内的设备相间设置纵向环形道路。横向环形道路是按道路两侧设备及导线带电时进行运输的原则设置的,而相间纵向环形道路则可以按本间隔回路带电或停电进行运输的方式考虑。具体工程究竟采用哪种方式,主要按是否需要带电检修设备的要求确定。

(5)超高压配电装置中的静电感应、电晕、无线电干扰和噪声等方面都有一些特殊要求和限制措施。

2.330kV 配电装置:

(1)角形立环式布置。我国初期建设的330kV配电装置因电网比较简单,进出线回路

数少，故多采用角形接线。主回路按一字形长条布置，环形母线架设在所有设备的上方，布置比较清晰、直观，设备连线较短，占地面积小。进出线从条形布置的母线两侧引接，不受进出线回路数是否一致和进出线方向限制，并且可以随意向左右两侧扩建，所以这种布置方式较为灵活、方便、紧凑。

（2）双母线带旁路母线布置。XGM 变电所 330kV 配电装置布置为双母线带旁路母线布置，该配电装置采用软母线配 GW7 型三柱式隔离开关分相布置方式。间隔宽度为 24m，进出线相间及相对地距离均为 6m。除分相隔离开关外，母线及设备相间距离均为 5m。配电装置共有 6 回进出线，占用 9 个间隔，总宽度为 241m。

（3）一个半断路器三列式布置。ZT 变电所 330kV 配电装置布置为一个半断路器三列式布置，该布置的主要特点有：

①配电装置为东西两侧出线，断路器按东西向成三列布置，两组母线分别布置在两侧，进出线架构共 4 排，设有双层架构，架构数量少，并可减少转角塔，但由于出线紧接在一起，线路终端塔要采用双回路塔。

②为考虑安装检修的便利，断路器采用低位布置，基础高度为 0.5m；母线隔离开关为单柱式，在母线下作分相布置，就地设控制箱集中电动操作；电流互感器和三柱式隔离开关采用敞开式组合电器。

③高压并联电抗器接于线路阻波器内侧，与进出线方向成横向布置。

④配电装置周围设有环形道路，并在第二串与第三串之间设有纵向通道，可以满足各串设备运输时车辆通行及安装检修的需要。同时，中间道路的设置也满足了母线接地器刀刃打开后对相邻间隔设备带电距离的要求。

3．500kV 配电装置：

（1）一个半断路器三列式布置。

①FHS 变电所 500kV 配电装置布置。该配电装置采用软母线配双柱水平伸缩式隔离开关的布置方式，共有 8 回进出线，接成 4 串，两组变压器为交叉连接，其中一组采用高跨方式越过出线回路引入串内，不另占用间隔。该布置简单清晰，占地面积较小。进出线间隔宽度与母线架构宽度均为 28m，即相间距离为 8m，相地距离为 6m。为改善静电感应的影响，并考虑到在带电情况下检修机械通行安全与便利，间隔内所有电气设备均采用高式布置，如隔离开关支架高度取 4.5m 等。

②JD 变电所 500kV 配电装置布置。该配电装置也采用软母线配双柱伸缩式隔离开关的布置方式，共有 12 回进出线，接成 6 串，占用 6 个间隔，总宽度为 217.5m。主变压器进线分别由母线内侧横向低穿接入串内，不另占用间隔。

配电装置间隔宽度为 30m，即相间距离为 8m，相地距离为 7m；母线架及主变压器引线架的宽度均为 24m，即相间距离为 6.5m，相地距离为 5.5m。设备的相间距离按 QY-16 型汽车起重机的作业要求取 8.5m。

（2）一个半断路器平环式布置。FS 变电所 500kV 配电装置布置为一个半断路器平环式布置。由于变电所所址地形条件限制，500kV 出线均为同一方向，要求配电装置的纵向尺寸较小，以利与变电所所址地形相配合。通过对断路器三列式、平环式和单列式三种布置方案的比较，虽然三列式布置方案占地面积最少，但其纵向尺寸较长，不利于地形配合，填方工程量很大；而单列式布置方案占地面积最多，且配电装置上方有斜连线，使结构复杂，静电感应影响大，不利于运行和设备检修。因此，比较结果决定采用平环式布置方式。

3)双母线四分段带旁路母线布置。LY 变电所 500kV 配电装置布置为双母线四分段带旁路母线布置,配电装置采用软母线配单柱式隔离开关的布置方式,共有 8 回进出线,占用 12 个间隔(包括分段间隔),总宽度为 413.5m。配电装置的纵向尺寸为 192m,占地面积为 119.2 亩。

8.3 特殊地区的电气设备布置及配电装置设计

8.3.1 污秽地区

规范引用 **《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)**

8.2.4 Ⅳ级污秽地区、大城市中心地区、土石方开挖工程量大的山区的 110kV 和 220kV 配电装置,宜采用屋内配电装置,当技术经济合理时,可采用气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)配电装置。

8.2.5 Ⅳ级污秽地区、海拔高度大于 2000m 地区的 330kV 及以上电压等级的配电装置,当技术经济合理时,可采用气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)配电装置或 HGIS 配电装置。

附录 A 线路和发电厂、变电站污秽分级标准/各级污秽等级下的爬电比距分级数值。

表 8-1 线路和发电厂、变电站污秽分级标准

污秽等级	污秽特征	盐密/(mg/cm²)	
		线路	发电厂、变电站
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污秽地区	≤0.03	
Ⅰ	大气轻度污秽地区,工业区和人口低密集区,离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	>0.03~0.06	≤0.06
Ⅱ	大气中等污秽地区,轻盐碱和炉烟污秽地区,离海岸盐场 3~10km 地区,在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨)但雨量较少时	>0.06~0.10	>0.06~0.10
Ⅲ	大气污染较严重地区,重雾和重盐碱地区,近海岸盐场 1~3km 地区,工业与人口密度较大地区,离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	>0.10~0.25	>0.10~0.25
Ⅳ	大气特别严重污染地区,离海岸盐场 1km 以内,离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~0.35	>0.25~0.35

表 8-5 各级污秽等级下的爬电比距分级数值

污秽等级	爬电比距/(cm/kV)			
	线路		发电厂、变电站	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
0	1.39(1.60)	1.45(1.60)	—	—
Ⅰ	1.39~1.74(1.60~2.00)	1.45~1.82(1.60~2.00)	1.60(1.84)	1.60(1.76)

续表

污秽等级	爬电比距/(cm/kV)			
	线路		发电厂、变电站	
	220kV及以下	330kV及以上	220kV及以下	330kV及以上
Ⅱ	1.74～2.17(2.00～2.50)	1.82～2.72(2.00～2.50)	2.00(2.30)	2.00(2.20)
Ⅲ	2.17～2.78(2.50～3.20)	2,27～2.91(2.50～3.20)	2.50(2.88)	2.50(2.75)
Ⅳ	2.78～3.30(3.20～3.80)	2.91～3.45(3.20～3.80)	3.10(3.57)	3.10(3.41)

注：①线路和发电厂、变电站爬电比距计算时取系统最高工作电压。上表括号内数字为按额定电压计算值。

②对电站设备0级(220kV及以下爬电比距为1.48cm/kV、330kV及以上爬电比距为1.55cm/kV)，目前保留作为过渡时期的污秽等级。

③对处于污秽环境中用于中性点绝缘和经消弧线圈接地系统的电力设备，其外绝缘水平一般可按高一级选取。

8.3.2 高海拔地区

(1)当海拔高度超过1000m时，由于空气稀薄、气压低，使电气设备外绝缘和空气间隙的放电电压降低。因此，在进行高海拔地区配电装置设计时，应加强电气设备的外绝缘和放大空气间隙。

①对于安装在海拔高度超过1000m地区的电气设备外绝缘一般应予加强。当海拔高度在3500 m以下时，其工频和冲击试验电压应乘以系数K。系数K的计算公式为

$$K=\frac{1}{1.1-\frac{H}{10000}}$$

式中：H——安装地点的海拔高度，m。

②当海拔高度超过1000m时，配电装置的A值应按图8-6进行修正。A值按图8-6进行修正后，其B、G、D值应分别增加A值的修正差值。

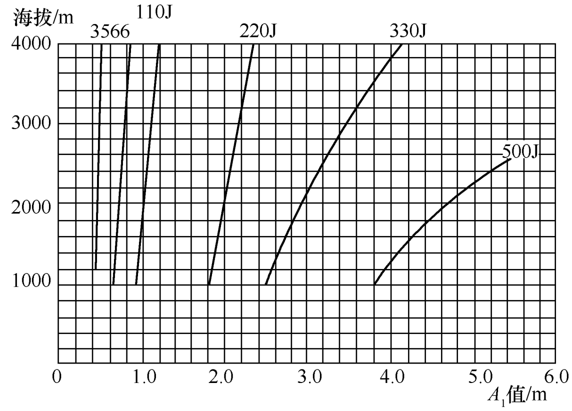


图8-6 海拔高度大于1000m时，A值的修正

($A2$值和屋内的$A1$、$A2$值可按本图比例递增)(110J、220J、330J、500J指中性点直接接地电网)

(2)海拔高度为1000～3000m地区的屋外配电装置，当需要增加悬式绝缘子片数来加强绝缘时，耐张绝缘子串和悬垂绝缘子串的片数，按下式进行修正，即

$$N_H=N[1+0.1(H-1)]$$

式中：N_H——修正后的绝缘子片数；

N——海拔高度为1000m及以下地区的绝缘子片数;

H——海拔高度,km。

8.3.3 高烈度地震区

规范引用 《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)

8.2.6 地震烈度为9度及以上地区的110kV及以上配电装置宜采用气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)配电装置。

规范引用 《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)

6.1.1 电气设施的抗震设计应符合下列规定:

1. 重要电力设施中的电气设施,当抗震设防烈度为7度及以上时,应进行抗震设计。

2. 一般电力设施中的电气设施,当抗震设防烈度为8度及以上时,应进行抗震设计。

3. 安装在屋内二层及以上和屋外高架平台上的电气设施,当抗震设防烈度为7度及以上时,应进行抗震设计。

6.1.2 电气设备、通信设备应根据设防标准进行选择。对位于高烈度区且不能满足抗震要求或对于抗震安全性和使用功能有较高要求或专门要求的电气设施,可采用隔震或消能减震措施。

6.5.1 电气设施布置应根据抗震设防烈度、场地条件和其他环境条件,并结合电气总布置及运行、检修条件,通过技术经济分析确定。

6.5.2 当抗震设防烈度为8度及以上时,电气设施布置宜符合下列要求:

1. 电压为110kV及以上的配电装置形式,不宜采用高型、半高型和双层屋内配电装置。

2. 电压为110kV及以上的管型母线配电装置的管型母线,宜采用悬挂式结构。

3. 电压为110kV及以上的高压设备,当满足《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)第6.4.1条抗震强度验证试验要求时,可按照产品形态要求进行布置。

6.5.3 当抗震设防烈度为8度及以上时,110kV及以上电压等级的电容补偿装置的电容器平台宜采用悬挂式结构。

6.5.4 当抗震设防烈度为8度及以上时,干式空心电抗器不宜采用三相垂直布置。

6.7.1 抗震设防烈度为7度及以上的电气设施的安装设计应符合本节要求。

6.7.2 设备引线和设备间连线宜采用软导线,其长度应留有余量。当采用硬母线时,应有软导线或伸缩接头过渡。

6.7.3 电气设备、通信设备和电气装置的安装应牢固可靠。设备和装置的安装螺栓或焊接强度应满足抗震要求。

6.7.4 变压器类安装设计应符合下列要求:

1. 变压器类宜取消滚轮及其轨道,并应固定在基础上。

2. 变压器类本体上的油枕、潜油泵、冷却器及其连接管道等附件以及集中布置的冷却器与本体间连接管道,应符合抗震要求。

3. 变压器类的基础台面宜适当加宽。

6.7.5 旋转电机安装设计应符合下列要求:

1 安装螺栓和预埋铁件的强度,应符合抗震要求。

2 在调相机、空气压缩机和柴油发电机附近应设置补偿装置。

6.7.6 断路器、隔离开关、GIS等设备的操作电源或气源的安装设计应符合抗震要求。

6.7.7 蓄电池、电力电容器的安装设计应符合下列要求:

1. 蓄电池安装应装设抗震架。

2. 蓄电池在组架间的连线宜采用软导线或电缆连接,端电池宜采用电缆作为引出线。

3. 电容器应牢固地固定在支架上,电容器引线宜采用软导线。当采用硬母线时,应装设伸缩接头装置。

6.7.8 开关柜(屏)、控制保护屏、通信设备等,应采用螺栓或焊接的固定方式。当设防烈度为8度或9度时,可将几个柜(屏)在重心位置以上连成整体。

6.8.1 应根据电气设备的结构特点、使用要求、自振周期以及场地类别等,选择相适应的隔震与消能减震措施。

6.8.2 隔震与减震措施分别为装设隔震器和减震器。常用的隔震器或减震器包括橡胶阻尼器、阻尼垫和剪弯型、拉压型、剪切型等铅合金减震器以及其他减震装置。

6.8.3 当采用隔震或消能措施时,不应影响电气设备的正常使用功能。

6.8.4 隔震器和消能减震器应满足强度和位移要求。

6.8.5 隔震器或消能减震器宜设置在支架或电气设备与基础、建筑物及构筑物的连接处。

6.8.6 减震设计应根据电气设备结构特点、自振频率、安装地点场地土类别,选择相适应的减震器,并应符合下列要求:

1. 安装减震器的基础或支架的平面应平整,每个减震器受力应均衡。

2. 根据减震器的水平刚度及转动刚度验算电气设备体系的稳定性。

6.8.7 冬季环境温度低于−15℃及以下地区,应选用具有耐低温性能的隔震或减震器。

6.8.8 在对装设减震器的体系进行抗震分析时,应计入其剪切刚度、弯曲刚度和阻尼比,其弯曲刚度可按制造厂规定的性能要求确定。

9

过电压保护和绝缘配合

9.1 电力系统过电压种类和过电压水平

9.1.1 系统接地方式和运行中出现的各种电压

规范引用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

3.1.1 110～500kV 系统应该采用有效接地方式，即系统在各种条件下应该使零序与正序电抗之比(X_0/X_1)为正值并且不大于3，而其零序电阻与正序电抗之比(R_0/X_1)为正值并且不大于1。

110kV 及 220kV 系统中变压器中性点直接或经低阻抗接地，部分变压器中性点也可不接地。

330kV 及 500kV 系统中不允许变压器中性点不接地运行。

3.1.2 3～10kV 不直接连接发电机的系统和 35kV、66kV 系统，当单相接地故障电容电流不超过下列数值时，应采用不接地方式；当超过下列数值又需在接地故障条件下运行时，应采用消弧线圈接地方式：

(1)3～10kV 钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的系统和所有 35kV、66kV 系统，10A。

(2)3～10kV 非钢筋混凝土或非金属杆塔的架空线路构成的系统，当电压为：

①3kV 和 6kV 时，30A；

②10kV 时，20A。

(3)3～10kV 电缆线路构成的系统，30A。

3.1.3 3～20kV 具有发电机的系统，发电机内部发生单相接地故障不要求瞬时切机时，如单相接地故障电容电流不大于表1所示允许值时，应采用不接地方式；大于该允许值时，应采用消弧线圈接地方式，且故障点残余电流也不得大于该允许值。消弧线圈可装在厂用变压器中性点上，也可装在发电机中性点上。

发电机内部发生单相接地故障要求瞬时切机时，宜采用高电阻接地方式。电阻器一般接在发电机中性点变压器的二次绕组上。

表 9-1　发电机接地故障电流允许值

发电机额定电压/kV	发电机额定容量/MW	电流允许值/A
6.3	≤50	4
10.5	50～100	3
13.8～15.75	125～200	2
18～20	≥300	1

注：对额定电压为 13.8～15.75kV 的氢冷发电机为 2.5A。

3.1.4　6～35kV 主要由电缆线路构成的送、配电系统，单相接地故障电容电流较大时，可采用低电阻接地方式，但应考虑供电可靠性要求、故障时瞬态电压、瞬态电流对电气设备的影响、对通信的影响和继电保护技术要求以及本地的运行经验等。

3.1.5　6kV 和 10kV 配电系统以及发电厂厂用电系统，单相接地故障电容电流较小时，为防止谐振、间歇性电弧接地过电压等对设备的损害，可采用高电阻接地方式。

3.1.6　消弧线圈的应用

(1)消弧线圈接地系统，在正常运行情况下，中性点的长时间电压位移不应超过系统标称相电压的 15%。

(2)消弧线圈接地系统故障点的残余电流不宜超过 10A，必要时可将系统分区运行。消弧线圈宜采用过补偿运行方式。

(3)消弧线圈的容量应根据系统 5～10 年的发展规划确定，并应按式(1)计算：

$$W = 1.35 I_C \frac{U_n}{\sqrt{3}} \qquad (9\text{-}1)$$

式中：W——消弧线圈的容量(kVA)；

I_c——接地电容电流(A)；

U_n——系统标称电压(kV)。

(4)系统中消弧线圈装设地点应符合下列要求：

①应保证系统在任何运行方式下，断开一、二回线路时，大部分不致失去补偿。

②不宜将多台消弧线圈集中安装在系统中的一处。

③消弧线圈宜接于 YN、d 或 YN、yn、d 接线的变压器中性点上，也可接在 ZN、yn 接线的变压器中性点上。

接于 YN、d 接线的双绕组或 YN、yn、d 接线的三绕组变压器中性点上的消弧线圈容量，不应超过变压器三相总容量的 50%，并不得大于三绕组变压器的任一绕组的容量。

如需将消弧线圈接于 YN、yn 接线的变压器中性点，消弧线圈的容量不应超过变压器三相总容量的 20%，但不应将消弧圈接于零序磁通经铁芯闭路的 YN、yn 接线的变压器，如外铁型变压器或三台单相变压器组成的变压器组。

④如变压器无中性点或中性点未引出，应装设专用接地变压器，其容量应与消弧线圈的容量相配合。

3.2　系统运行中出现于设备绝缘上的电压

3.2.1　系统运行中出现于设备绝缘上的电压有：

①正常运行时的工频电压；

②暂时过电压(工频过电压、谐振过电压);

③操作过电压;

④雷电过电压。

3.2.2 相对地暂时过电压和操作过电压的标幺值如下:

①工频过电压的 1.0 p.u. $= U_m/\sqrt{3}$;

②谐振过电压和操作过电压的 1.0 p.u. $= \sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ 。

注:U_m为系统最高电压。

3.2.3 系统最高电压的范围:

①范围Ⅰ,3.6kV≤U_m≤252kV;

②范围Ⅱ,U_m=>252kV。

9.1.2 电力系统过电压水平

(1)系统的工频过电压水平一般不宜超过下列数值:

330~500kV	线路断路器的变电站侧	1.3p.u.
线路断路器的线路侧		1.4p.u.
110~220kV		1.3p.u.
35~66kV		3p.u.
3~10kV		1.13p.u.

(2)操作过电压计算倍数宜取下列数值:

①相对地绝缘以设备的最高运行相电压为基准电压的标么值的倍数表示。

相对地:500kV	2%统计过电压	2.0p.u.
330kV	2%统计过电压	2.2p.u.
110~220kV	计算用最大过电压	3.0p.u.
66kV 及以下(除低电阻接地系统外)	计算用最大过电压	4.0p.u.
35kV 及以下低电阻接地系统	计算用最大过电压	3.2p.u.

相间绝缘以相对地操作过电压的倍数表示。

相间:330~500kV	1.5(相对地操作过电压的倍数)
3~220kV	1.3~1.4(相对地操作过电压的倍数)

9.2 雷电过电压的特点及相应的限制和保护设计

9.2.1 雷电过电压特点

规 范 引 用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

5.1.1 设计和运行中应考虑直接雷击、雷电反击和感应雷电过电压对电气装置的危害。

5.1.2 架空线路上的雷电过电压。

①距架空线路 $S>65\text{m}$ 处，雷云对地放电时，线路上产生的感应过电压最大值可按式(9-2)计算：

$$U_i \approx 25\frac{Ih_c}{s} \tag{9-2}$$

式中：U_i——雷击大地时感应过电压最大值(kV)；

I——雷电流幅值(一般不超过 100)(kA)；

h_c——导线平均高度(m)；

S——雷击点与线路的距离(m)。

线路上的感应过电压为随机变量，其最大值可达 300kV～400kV，一般仅对 35kV 及以下线路的绝缘有一定威胁。

②雷击架空线路导线产生的直击雷过电压，可按式(9-3)确定：

$$U_S \approx 100I \tag{9-3}$$

式中：U_S——雷击点过电压最大值(kV)。

雷直击导线形成的过电压易导致线路绝缘闪络。架设避雷线可有效地减少雷直击导线的概率。

③因雷击架空线路避雷线、杆顶形成作用于线路绝缘的雷电反击过电压，与雷电参数、杆塔型式、高度和接地电阻等有关。

宜适当选取杆塔接地电阻，以减少雷电反击过电压的危害。

5.1.3 发电厂和变压所内的雷电过电压来自雷电对配电装置的直接雷击、反击和架空进线上出现的雷电侵入波。

①应该采用避雷针或避雷线对高压配电装置进行直击雷保护并采取措施防止反击。

②应该采取措施防止或减少发电厂和变电所近区线路的雷击闪络并在厂、所内适当配置阀式避雷器以减少雷电侵入波过电压的危害。

③按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)要求对采用的雷电侵入波过电压保护方案校验时，校验条件为保护接线一般应该保证 2km 外线路导线上出现雷电侵入波过电压时，不引起发电厂和变电所电气设备绝缘损坏。

9.2.2 避雷针和避雷线过电压保护

规范引用　《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

5.2 避雷针和避雷线

5.2.1 单支避雷针的保护范围(图 9-1)：

(1)避雷针在地面上的保护半径，应按下式(9-4)计算：

$$r = 1.5hP \tag{9-4}$$

式中：r——保护半径(m)；

h——避雷针的高度(m)；

P——高度影响系数，$h \leqslant 30\text{m}$，$P=1$；$30\text{m}<h\leqslant 120\text{m}$，$P=\frac{5.5}{\sqrt{h}}$；当 $h>120\text{m}$ 时，取其等于 120m。

(2)在被保护物高度 h_x 水平面上的保护半径应按下列方法确定：

①当 $h_x \geqslant 0.5h$ 时

$$r_x = (h - h_x)P = h_a P \tag{9-5}$$

式中：r_x——避雷针在 h_x 水平面上的保护半径(m)；

h_x——被保护物的高度(m)；

h_a——避雷针的有效高度(m)。

②当 $h_x < 0.5h$ 时

$$r_x = (1.5h - 2h_x)P \tag{9-6}$$

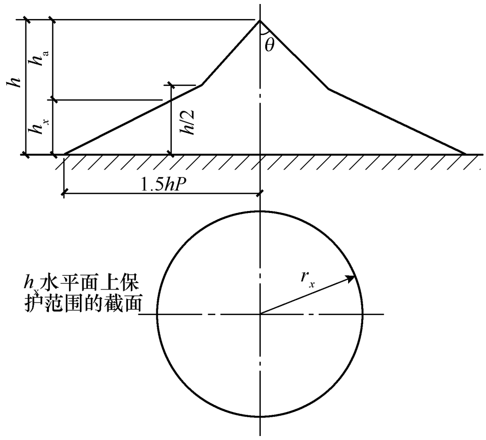


图 9-1 单支避雷针的保护范围

($h \leqslant 30$m 时，$\theta = 45°$)

5.2.2 两支等高避雷针的保护范围(图 9-2)：

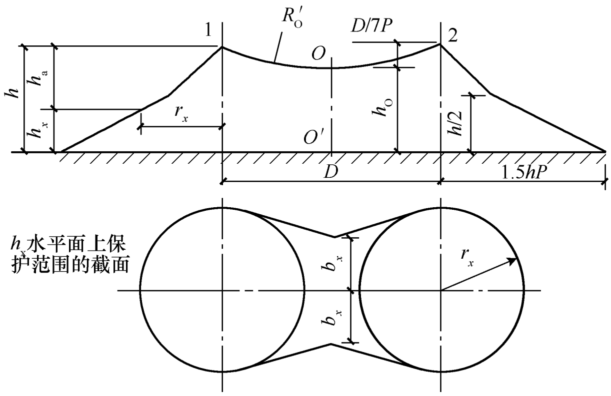


图 9-2 高度为 h 的两等高避雷针的保护范围

(1)两针外侧的保护范围应按单支避雷针的计算方法确定。

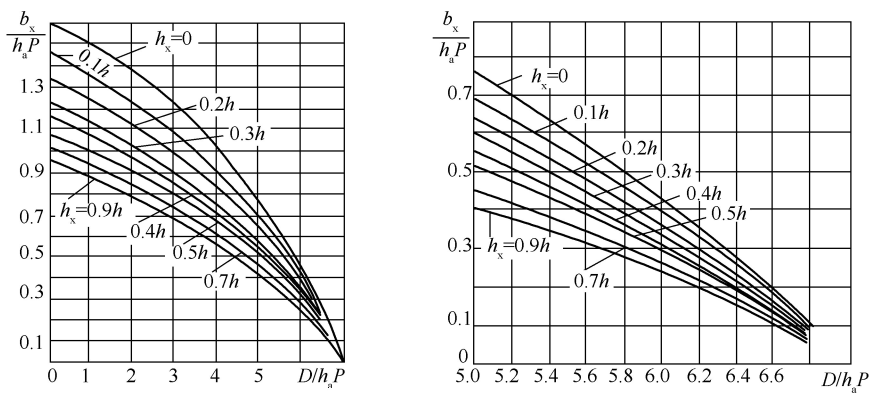
(2)两针间的保护范围应按通过两针顶点及保护范围上部边缘最低点 O 的圆弧确定，圆弧的半径为 R'_O。O 点为假想避雷针的顶点，其高度应按(9-7)式计算：

$$h_O = h - \frac{D}{7P} \tag{9-7}$$

式中：h_O——两针间保护范围上部边缘最低点高度(m)；

D——两避雷针间的距离(m)。

两针间 h_x 水平面上保护范围的一侧最小宽度应按图 9-3 确定。当 $b_x > r_x$ 时，取 $b_x = r_x$。求得 b_x 后，可按图 9-2 绘出两针间的保护范围。

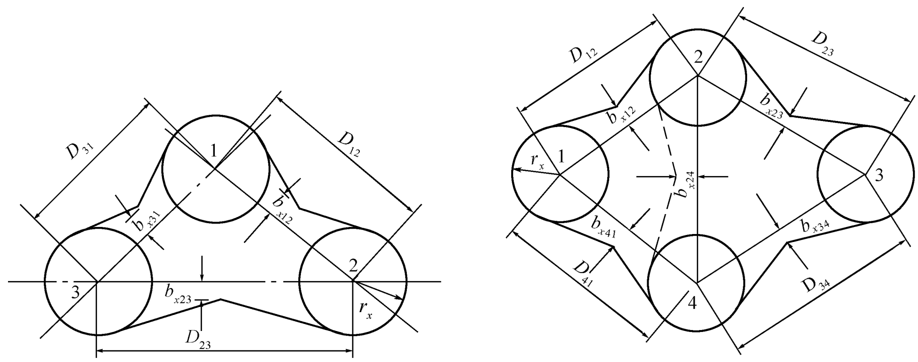


(a) $D/h_aP=0\sim7$; (b) $D/h_aP=5\sim7$

图 9-3 两等高(h)避雷针间保护范围的一侧最小宽度(b_x)与 D/h_aP 的关系

两针间距离与针高之比 D/h 不宜大于 5。

5.2.3 多支等高避雷针的保护范围[图 9-4(a)及图 9-4(b)]:



(a) 三支等高避雷针在 h_x 水平面上的保护范围; (b) 四支等高避雷针在 h_x 水平面上的保护范围

图 9-4 三、四支等高避雷针在 h_x 水平面上的保护范围

(1)三支等高避雷针所形成的三角形的外侧保护范围应分别按两支等高避雷针的计算方法确定。如在三角形内被保护物最大高度 h_x 水平面上,各相邻避雷针间保护范围的一侧最小宽度 $b_x \geqslant 0$ 时,则全部面积受到保护。

(2)四支及以上等高避雷针所形成的四角形或多角形,可先将其分成两个或数个三角形,然后分别按三支等高避雷针的方法计算。如各边的保护范围一侧最小宽度 $b_x \geqslant 0$,则全部面积即受到保护。

5.2.4 单根避雷线在 h_x 水平面上每侧保护范围的宽度(图 9-5):

(1)当 $h_x \geqslant \frac{h}{2}$ 时,

$$r_x = 0.47(h - h_x)P \tag{8}$$

式中:r_x——每侧保护范围的宽度(m)。

(2)当 $h_x < \frac{h}{2}$ 时,

$$r_x = (h - 1.53h_x)P \tag{9}$$

5.2.5 两根等高平行避雷线的保护范围(图 9-6):

(1)两避雷线外侧的保护范围应按单根避雷线的计算方法确定。

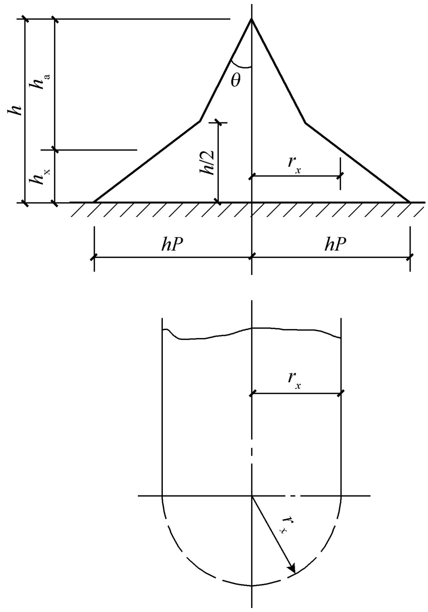


图 9-5 单根避雷线的保护范围

($h \leqslant 30$m 时,$\theta = 25°$)

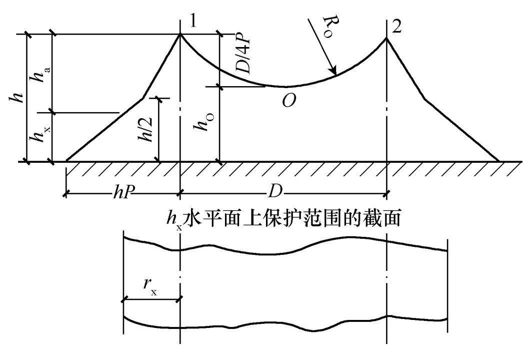


图 9-6 两根平行避雷线的保护范围

(2)两避雷线间各横截面的保护范围应由通过两避雷线 1、2 点及保护范围边缘最低点 O 的圆弧确定。O 点的高度应按式(9-10)计算:

$$h_{\mathrm{O}} = h - \frac{D}{4P} \tag{9-10}$$

式中:h_{O}——两避雷线间保护范围上部边缘最低点的高度(m);

D——两避雷线间的距离(m);

h——避雷线的高度(m)。

(3)两避雷线端部的两侧保护范围仍按单根避雷线保护范围计算。两线间保护最小宽度(参见图 9-2)按下列方法确定:

①当 $h_x \geqslant \dfrac{h}{2}$ 时,

$$b_x = 0.47(h_{\mathrm{O}} - h_x)P \tag{9-11}$$

②当 $h_x < \dfrac{h}{2}$ 时,

$$b_x = (h_O - 1.53h_x)P \tag{9-12}$$

5.2.6 不等高避雷针、避雷线的保护范围(图 9-7):

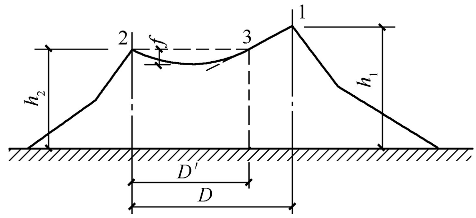


图 9-7 两支不等高避雷针的保护范围

(1)两支不等高避雷针外侧的保护范围应分别按单支避雷针的计算方法确定。

(2)两支不等高避雷针间的保护范围应按单支避雷针的计算方法,先确定较高避雷针 1 的保护范围,然后由较低避雷针 2 的顶点,作水平线与避雷针 1 的保护范围相交于点 3,取点 3为等效避雷针的顶点,再按两支等高避雷针的计算方法确定避雷针 2 和 3 间的保护范围。通过避雷针 2、3 顶点及保护范围上部边缘最低点的圆弧,其弓高应按式(9-13)计算:

$$f = \frac{D'}{7P} \tag{9-13}$$

式中:f——圆弧的弓高(m);

D'——避雷针 2 和等效避雷针 3 间的距离(m)。

(3)对多支不等高避雷针所形成的多角形,各相邻两避雷针的外侧保护范围按两支不等高避雷针的计算方法确定;三支不等高避雷针,如在三角形内被保护物最大高度 h_x 水平面上,各相邻避雷针间保护范围一侧最小宽度 $b_x \geqslant 0$,则全部面积即受到保护;四支及以上不等高避雷针所形成的多角形,其内侧保护范围可仿照等高避雷针的方法确定。

(4)两根不等高避雷线各横截面的保护范围,应仿照两支不等高避雷针的方法,按式(9-10)计算。

5.2.7 山地和坡地上的避雷针,由于地形、地质、气象及雷电活动的复杂性,避雷针的保护范围应有所减小。避雷针的保护范围可按式(9-4)~式(9-6)的计算结果和依图 4 确定的 b_x 等乘以系数 0.75 求得;式(9-7)可修改为 $h_O = h - \frac{D}{5P}$;式(9-13)可修改为 $f = \frac{D'}{5P}$。

利用山势设立的远离被保护物的避雷针不得作为主要保护装置。

5.2.8 相互靠近的避雷针和避雷线的联合保护范围可近似按下列方法确定(图 9-8):

避雷针、线外侧保护范围分别按单针、线的保护范围确定。内侧首先将不等高针、线划为等高针、线,然后将等高针、线视为等高避雷线计算其保护范围。

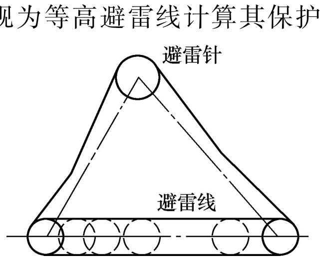


图 9-8 避雷针和避雷线的联合保护范围

5.3 阀式避雷器

5.3.1 采用阀式避雷器进行雷电过电压保护时,除旋转电机外,对不同电压范围、不同

系统接地方式的避雷器选型如下:

①有效接地系统,范围Ⅱ应该选用金属氧化物避雷器;范围Ⅰ宜采用金属氧化物避雷器。

②气体绝缘全封闭组合电器(GIS)和低电阻接地系统应该选用金属氧化物避雷器。

③不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统,根据系统中谐振过电压和间歇性电弧接地过电压等发生的可能性及其严重程度,可任选金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器。

5.3.2 旋转电机的雷电侵入波过电压保护,宜采用旋转电机金属氧化物避雷器或旋转电机磁吹阀式避雷器。

5.3.3 有串联间隙金属氧化物避雷器和碳化硅阀式避雷器的额定电压,在一般情况下应符合下列要求:

①110kV 及 220kV 有效接地系统不低于 $0.8U_m$。

②3kV～10kV 和 35kV、66kV 系统分别不低于 $1.1U_m$ 和 U_m;3kV 及以上具有发电机的系统不低于 $1.1U_{m\cdot g}$。

注:$U_{m\cdot g}$ 为发电机最高运行电压。

③中性点避雷器的额定电压,对于 3～20kV 和 35kV、66kV 系统,分别不低于 $0.64U_m$ 和 $0.58U_m$;对于 3～20kV 发电机,不低于 $0.64U_{m\cdot g}$。

5.3.4 采用无间隙金属氧化物避雷器作为雷电过电压保护装置时,应符合下列要求:

(1)避雷器的持续运行电压和额定电压应不低于表 9-3 所列数值。

(2)避雷器能承受所在系统作用的暂时过电压和操作过电压能量。

表 9-3 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压和额定电压

系统接地方式		持续运行电压/kV		额定电压/kV	
		相地	中性点	相地	中性点
有效接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.45U_m$	$0.75U_m$	$0.57U_m$
有效接地	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.13U_m$($0.45U_m$)	$0.75U_m$	$0.17U_m$($0.57U_m$)
有效接地	330kV、500kV	$\frac{U_m}{\sqrt{3}}$($0.59U_m$)	$0.13U_m$	$0.75U_m$($0.8U_m$)	$0.17U_m$
不接地	3～20kV	$1.1U_m$;$U_{m\cdot g}$	$0.64U_m$;$U_{m\cdot g}/\sqrt{3}$	$1.38U_m$;$1.25U_{m\cdot g}$	$0.8U_m$;$0.72U_{m\cdot g}$
不接地	35kV、66kV	U_m	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$0.72U_m$
消弧线圈		U_m;$U_{m\cdot g}$	$U_m/\sqrt{3}$;$U_{m\cdot g}/\sqrt{3}$	$1.25U_m$;$1.25U_{m\cdot g}$	$0.72U_m$;$0.72U_{m\cdot g}$
低电阻		$0.8U_m$	—	U_m	—
高电阻		$1.1U_m$;$U_{m\cdot g}$	$1.1U_m/\sqrt{3}$;$U_{m\cdot g}/\sqrt{3}$	$1.38U_m$;$1.25U_{m\cdot g}$	$0.8U_m$;$0.72U_{m\cdot g}$

注:①220kV 括号外、内数据分别对应变压器中性点经接地电抗器接地和不接地。

②330kV、500kV 括号外、内数据分别与工频过电压 1.3p.u. 和 1.4p.u. 对应。

③220kV 变压器中性点经接地电抗器接地和 330kV、500kV 变压器或高压并联电抗器中性点经接地电抗器接地时,接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比小于等于 1/3。

④110kV、220kV 变压器中性点不接地且绝缘水平低于《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)表 21 所列数值时,避雷器的参数需另行研究确定。

5.3.5 阀式避雷器标称放电电流下的残压,不应大于被保护电气设备(旋转电机除外)

标准雷电冲击全波耐受电压的71%。

5.3.6　发电厂和变电所内35kV及以上避雷器应装设简单可靠的多次动作记录器或磁钢记录器。

5.4　排气式避雷器

5.4.1　在选择排气式避雷器时，开断续流的上限，考虑非周期分量，不得小于安装处短路电流的最大有效值；开断续流的下限，不考虑非周期分量，不得大于安装处短路电流的可能最小值。

5.4.2　如按开断续流的范围选择排气式避雷器，最大短路电流应按雷季电力系统最大运行方式计算，并包括非周期分量的第一个半周短路电流有效值。如计算困难，对发电厂附近，可将周期分量第一个半周的有效值乘以1.5；距发电厂较远的地点，乘以1.3。最小短路电流应按雷季电力系统最小运行方式计算，且不包括非周期分量。

5.4.3　排气式避雷器外间隙的距离，在符合保护要求的条件下，应采用较大的数值。排气式避雷器外间隙的距离一般采用表9-4所列数值。

表9-4　排气式避雷器外间隙的距离

系统标称电压/kV	3	6	10	20	35
最小距离/mm	8	10	15	60	100
最大距离/mm	—	—	—	150～200	250～300

为减少排气式避雷器在反击时动作，应降低与避雷线的总接地电阻，并增大外间隙距离，一般可增大到表4所列的外间隙最大距离。

5.4.4　排气式避雷器的设置应符合下列要求：

①应避免各避雷器排出的电离气体相交而造成短路。但在开口端固定避雷器，则允许其排出的电离气体相交。

②为防止在排气式避雷器的内腔积水，宜垂直安装，开口端向下或倾斜安装，与水平线的夹角不应小于15°。在污秽地区，应增大倾斜角度。

③排气式避雷器应安装牢固，并保证外间隙稳定不变。

④标称电压10kV及以下系统中用的排气式避雷器，为防止雨水造成短路，外间隙的电极不应垂直布置。

⑤外间隙电极宜镀锌，或采取避免锈水沾污绝缘子的措施。

5.4.5　排气式避雷器应装设简单可靠的动作指示器。

5.5　保护间隙

5.5.1　如排气式避雷器的灭弧能力不能符合要求，可采用保护间隙，并应尽量与自动重合闸装置配合，以减少线路停电事故。保护间隙的主间隙距离不应小于表9-5所列数值。

表9-5　保护间隙的主间隙距离最小值

系统标称电压/kV	3	6	10	20	35
间隙距离/mm	8	15	25	100	210

5.5.2　除有效接地系统和低电阻接地系统外，应使单相间隙动作时有利于灭弧，并宜采用角形保护间隙。

保护间隙宜在其接地引下线中串接一个辅助间隙，以防止外物使间隙短路。辅助间隙

的距离可采用表 9-6 所列数值。

表 9-6 辅助间隙的距离

系统标称电压/kV	3	6、10	20	35
辅助间隙距离/mm	5	10	15	20

9.2.3 高压架空线路的雷电过电压保护

规范引用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

6.1 一般线路的保护

6.1.1 送电线路的雷电过电压保护方式，应根据线路的电压等级、负荷性质、系统运行方式、当地原有线路的运行经验、雷电活动的强弱、地形地貌的特点和土壤电阻率的高低等条件，通过技术经济比较确定。

各级电压的送、配电线路，应尽量装设自动重合闸装置。35kV 及以下的厂区内的短线路，可按需要确定。

6.1.2 各级电压的线路，一般采用下列保护方式：

①330kV 和 500kV 线路应沿全线架设双避雷线，但少雷区除外。

②220kV 线路宜沿全线架设双避雷线；少雷区宜架设单避雷线。

③110kV 线路一般沿全线架设避雷线，在山区和雷电活动特殊强烈地区，宜架设双避雷线。在少雷区可不沿全线架设避雷线，但应装设自动重合闸装置。

④66kV 线路，负荷重要且所经地区平均年雷暴日数为 30 以上的地区，宜沿全线架设避雷线。

⑤35kV 及以下线路，一般不沿全线架设避雷线。

⑥除少雷区外，3～10kV 钢筋混凝土杆配电线路，宜采用瓷或其他绝缘材料的横担；如果用铁横担，对供电可靠性要求高的线路宜采用高一电压等级的绝缘子，并应尽量以较短的时间切除故障，以减少雷击跳闸和断线事故。

6.1.3 有避雷线的线路，在一般土壤电阻率地区，其耐雷水平不宜低于表 9-7 所列数值。

表 9-7 有避雷线线路的耐雷水平

标称电压/kV		35	66	110	220	330	500
耐雷水平/kA	一般线路	20～30	30～60	40～75	75～110	100～150	125～175
	大跨越挡中央和发电厂、变电所进线保护段	30	60	75	110	150	175

6.1.4 有避雷线的线路，每基杆塔不连避雷线的工频接地电阻，在雷季干燥时，不宜超过表 9-8 所列数值。

表 9-8 有避雷线的线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率/(Ω·m)	≤100	>100～500	>500～1000	>1000～2000	>2000
接地电阻/Ω	10	15	20	25	30

注：如土壤电阻率超过 2000Ω·m，接地电阻很难降低到 30Ω 时，可采用 6～8 根总长不超过 500m 的放射形接地体，或采用连续伸长接地体，接地电阻不受限制。

雷电活动强烈的地方和经常发生雷击故障的杆塔和线段，应改善接地装置、架设避雷线、适当加强绝缘或架设耦合地线。

6.1.5 杆塔上避雷线对边导线的保护角，一般采用20°～30°。220～330kV双避雷线线路，一般采用20°左右，500kV一般不大于15°，山区宜采用较小的保护角。杆塔上两根避雷线间的距离不应超过导线与避雷线间垂直距离的5倍。

6.1.6 有避雷线的线路应防止雷击挡距中央反击导线。15℃无风时，挡距中央导线与避雷线间的距离宜符合式(14)要求：

$$S_1 = 0.012l + 1 \tag{14}$$

式中：S_1——导线与避雷线间的距离(m)；

l——挡距长度(m)。

当挡距长度较大，按式(14)计算出的S_1大于表10的数值时，可按后者要求。

6.1.7 中雷区及以上地区35kV及66kV无避雷线线路宜采取措施，减少雷击引起的多相短路和两相异点接地引起的断线事故，钢筋混凝土杆和铁塔宜接地，接地电阻不受限制，但多雷区不宜超过30Ω。钢筋混凝土杆和铁塔应充分利用其自然接地作用，在土壤电阻率不超过100Ω·m或有运行经验的地区，可不另设人工接地装置。

6.1.8 钢筋混凝土杆铁横担和钢筋混凝土横担线路的避雷线支架、导线横担与绝缘子固定部分或瓷横担固定部分之间，宜有可靠的电气连接并与接地引下线相连。主杆非预应力钢筋如上下已用绑扎或焊接连成电气通路，则可兼作接地引下线。

利用钢筋兼作接地引下线的钢筋混凝土电杆，其钢筋与接地螺母、铁横担间应有可靠的电气连接。

6.1.9 与架空线路相连接的长度超过50m的电缆，应在其两端装设阀式避雷器或保护间隙；长度不超过50m的电缆，只在任何一端装设即可。

6.1.10 绝缘避雷线的放电间隙，其间隙值应根据避雷线上感应电压的续流熄弧条件和继电保护的动作条件确定，一般采用10～40mm。在海拔1000m以上的地区，间隙应相应加大。

6.2 线路交叉部分的保护

6.2.1 线路交叉挡两端的绝缘不应低于其邻挡的绝缘。交叉点应尽量靠近上下方线路的杆塔，以减少导线因初伸长、覆冰、过载温升、短路电流过热而增大弧垂的影响，以及降低雷击交叉挡时交叉点上的过电压。

6.2.2 同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，两交叉线路导线间或上方线路导线与下方线路避雷线间的垂直距离，当导线温度为40℃时，不得小于表9-9所列数值。对按允许载流量计算导线截面的线路，还应校验当导线为最高允许温度时的交叉距离，此距离不得小于0.8m。

表9-9 同级电压线路相互交叉或与较低电压线路通信线路交叉时的交叉距离

系统标称电压/kV	3～10	20～110	220	330	500
交叉距离/m	2	3	4	5	6

6.2.3 3kV及以上的同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，交叉挡一般采取下列保护措施：

①交叉挡两端的钢筋混凝土杆或铁塔(上、下方线路共4基)，不论有无避雷线，均应

接地。

②3kV 及以上线路交叉挡两端为木杆或木横担钢筋混凝土杆且无避雷线时,应装设排气式避雷器或保护间隙。

③与 3kV 及以上电力线路交叉的低压线路和通信线路,当交叉挡两端为木杆时,应装置保护间隙。

门型木杆上的保护间隙,可由横担与主杆固定处沿杆身敷设接地引下线构成。单木杆针式绝缘子的保护间隙,可在距绝缘子固定点 750mm 处绑扎接地引下线构成。通信线的保护间隙,可由杆顶沿杆身敷设接地引下线构成。

如交叉距离比表 9-9 所列数值大 2m 及以上,则交叉挡可不采取保护措施。

6.2.4 如交叉点至最近杆塔的距离不超过 40m,可不在此线路交叉挡的另一杆塔上装设交叉保护用的接地装置、排气式避雷器或保护间隙。

6.3 大跨越挡的雷电过电压保护

6.3.1 大跨越挡的绝缘水平不应低于同一线路的其他杆塔。全高超过 40m 有避雷线的杆塔,每增高 10m,应增加一个绝缘子,避雷线对边导线的保护角对 66kV 及以下和 110kV 及以上线路分别不宜大于 20°和 15°。接地电阻不应超过表 9-8 所列数值的 50%,当土壤电阻率大于 2000Ω·m 时,也不宜超过 20Ω。全高超过 100m 的杆塔,绝缘子数量应结合运行经验,通过雷电过电压的计算确定。

6.3.2 未沿全线架设避雷线的 35kV 及以上新建线路中的大跨越段,宜架设避雷线。对新建无避雷线的大跨越挡,应装设排气式避雷器或保护间隙。

6.3.3 根据雷击挡距中央避雷线时防止反击的条件,大跨越挡导线与避雷线间的距离不得小于表 9-10 的要求。

表 9-10 防止反击要求的大跨越挡导线与避雷线间的距离

系统标称电压/kV	35	66	110	220	330	500
距离/m	3.0	6.0	7.5	11.0	15.0	17.5

9.2.4 发电厂和变电所的雷电过电压保护

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

规范引用

7.1 发电厂和变电所的直击雷过电压保护

7.1.1 发电厂和变电所的直击雷过电压保护可采用避雷针或避雷线。下列设施应装设直击雷保护装置:

①屋外配电装置,包括组合导线和母线廊道;

②火力发电厂的烟囱、冷却塔和输煤系统的高建筑物;

③油处理室、燃油泵房、露天油罐及其架空管道、装卸油台、易燃材料仓库等建筑物;

④乙炔发生站、制氢站、露天氢气罐、氢气罐储存室、天然气调压站、天然气架空管道及其露天贮罐;

⑤多雷区的列车电站。

7.1.2 发电厂的主厂房、主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针,不宜装在独立的主控制室和 35kV 及以下变电所的屋顶上。但

采用钢结构或钢筋混凝土结构等有屏蔽作用的建筑物的车间变电所可不受此限制。

雷电活动特殊强烈地区的主厂房、主控制室和配电装置室宜设直击雷保护装置。

主厂房如装设避直击雷保护装置或为保护其他设备而在主厂房上装设避雷针，应采取加强分流、装设集中接地装置、设备的接地点尽量远离避雷针接地引下线的入地点、避雷针接地引下线尽量远离电气设备等防止反击的措施，并宜在靠近避雷针的发电机出口处装设一组旋转电机阀式避雷器。

主控制室、配电装置室和35kV及以下变电所的屋顶上如装设直击雷保护装置时，若为金属屋顶或屋顶上有金属结构，则将金属部分接地；若屋顶为钢筋混凝土结构，则将其焊接成网接地；若结构为非导电的屋顶时，则采用避雷带保护，该避雷带的网格为8～10m，每隔10～20m设引下线接地。

上述接地引下线应与主接地网连接，并在连接处加装集中接地装置。

峡谷地区的发电厂和变电所宜用避雷线保护。

已在相邻高建筑物保护范围内的建筑物或设备，可不装设直击雷保护装置。

屋顶上的设备金属外壳、电缆金属外皮和建筑物金属构件均应接地。

7.1.3 露天布置的GIS的外壳不需装设直击雷保护装置，但应接地。

7.1.4 发电厂和变电所有爆炸危险且爆炸后可能波及发电厂和变电所内主设备或严重影响发供电的建构筑物(如制氢站、露天氢气贮罐、氢气罐储存室、易燃油泵房、露天易燃油贮罐、厂区内的架空易燃油管道、装卸油台和天然气管道以及露天天然气贮罐等)，应用独立避雷针保护，并应采取防止雷电感应的措施。

避雷针与易燃油贮罐和氢气天然气等罐体及其呼吸阀等之间的空气中距离，避雷针及其接地装置与罐体、罐体的接地装置和地下管道的地中距离应符合7.1.11(1)及7.1.11(2)的要求。避雷针与呼吸阀的水平距离不应小于3m，避雷针尖高出呼吸阀不应小于3m。避雷针的保护范围边缘高出呼吸阀顶部不应小于2m。避雷针的接地电阻不宜超过10Ω。在高土壤电阻率地区，如接地电阻难于降到10Ω，允许采用较高的电阻值，但空气中距离和地中距离必须符合7.1.11的要求。避雷针与5000m^3以上贮罐呼吸阀的水平距离不应小于5m，避雷针尖高出呼吸阀不应小于5m。

露天贮罐周围应设闭合环形接地体，接地电阻不应超过30Ω(无独立避雷针保护的露天贮罐不应超过10Ω)，接地点不应小于两处，接地点间距不应大于30m。架空管道每隔20～25m应接地一次，接地电阻不应超过30Ω。易燃油贮罐的呼吸阀、易燃油和天然气贮罐的热工测量装置应进行重复接地，即与贮罐的接地体用金属线相连。不能保持良好电气接触的阀门、法兰、弯头等管道连接处应跨接。

7.1.5 7.1.1中所述设施上的直击雷保护装置包括兼作接闪器的设备金属外壳、电缆金属外皮、建筑物金属构件等，其接地可利用发电厂或变电所的主接地网，但应在直击雷保护装置附近装设集中接地装置。

7.1.6 独立避雷针(线)宜设独立的接地装置。在非高土壤电阻率地区，其接地电阻不宜超过10Ω。当有困难时，该接地装置可与主接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至35kV及以下设备与主接地网的地下连接点之间，沿接地体的长度不得小于15m。

独立避雷针不应设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于3m，否则应采取均压措施，或铺设砾石或沥青地面，也可铺设混凝土地面。

7.1.7 110kV及以上的配电装置，一般将避雷针装在配电装置的架构或房顶上，但在

土壤电阻率大于1000Ω·m的地区,宜装设独立避雷针。否则,应通过验算,采取降低接地电阻或加强绝缘等措施。

66kV的配电装置,允许将避雷针装在配电装置的架构或房顶上,但在土壤电阻率大于500Ω·m的地区,宜装设独立避雷针。

35kV及以下高压配电装置架构或房顶不宜装避雷针。

装在架构上的避雷针应与接地网连接,并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针的架构上,接地部分与带电部分间的空气中距离不得小于绝缘子串的长度;但在空气污秽地区,如有困难,空气中距离可按非污秽区标准绝缘子串的长度确定。

除水力发电厂外,装设在架构(不包括变压器门型架构)上的避雷针与主接地网的地下连接点至变压器接地线与主接地网的地下连接点之间,沿接地体的长度不得小于15m。

7.1.8 除水力发电厂外,在变压器门型架构上和在离变压器主接地线小于15m的配电装置的架构上,当土壤电阻率大于350Ω·m时,不允许装设避雷针、避雷线;如不大于350Ω·m,则应根据方案比较确有经济效益,经过计算采取相应的防止反击措施,并至少遵守下列规定,方可在变压器门型架构上装设避雷针、避雷线:

①装在变压器门型架构上的避雷针应与接地网连接,并应沿不同方向引出3～4根放射形水平接地体,在每根水平接地体上离避雷针架构3～5m处装设一根垂直接地体。

②直接在3～35kV变压器的所有绕组出线上或在离变压器电气距离不大于5m条件下装设阀式避雷器。

高压侧电压35kV变电所,在变压器门型架构上装设避雷针时,变电所接地电阻不应超过4Ω(不包括架构基础的接地电阻)。

7.1.9 110kV及以上配电装置,可将线路的避雷线引接到出线门型架构上,土壤电阻率大于1000Ω·m的地区,应装设集中接地装置。

35kV、66kV配电装置,在土壤电阻率不大于500Ω·m的地区,允许将线路的避雷线引接到出线门型架构上,但应装设集中接地装置。在土壤电阻率大于500Ω·m的地区,避雷线应架设到线路终端杆塔为止。从线路终端杆塔到配电装置的一挡线路的保护,可采用独立避雷针,也可在线路终端杆塔上装设避雷针。

7.1.10 火力发电厂烟囱附近的引风机及其电动机的机壳应与主接地网连接,并应装设集中接地装置,该接地装置宜与烟囱的接地装置分开。如不能分开,引风机的电源线应采用带金属外皮的电缆,电缆的金属外皮应与接地装置连接。机械通风冷却塔上电动机的电源线、装有避雷针和避雷线的架构上的照明灯电源线,均必须采用直接埋入地下的带金属外皮的电缆或穿入金属管的导线。电缆外皮或金属管埋地长度在10m以上,才允许与35kV及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。

严禁在装有避雷针、避雷线的构筑物上架设未采取保护措施的通信线、广播线和低压线。

7.1.11 独立避雷针、避雷线与配电装置带电部分间的空气中距离以及独立避雷针、避雷线的接地装置与接地网间的地中距离。

(1)独立避雷针与配电装置带电部分、发电厂和变电所电气设备接地部分、架构接地部分之间的空气中距离,应符合式(9-15)的要求:

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1h \tag{9-15}$$

式中:S_a——空气中距离(m);

R_i——避雷针的冲击接地电阻(Ω)；

h——避雷针校验点的高度(m)。

(2)独立避雷针的接地装置与发电厂或变电所接地网间的地中距离，应符合式(9-16)的要求：

$$S_e \geqslant 0.3R_i \tag{9-16}$$

式中：S_e——地中距离(m)。

(3)避雷线与配电装置带电部分、发电厂和变电所电气设备接地部分以及架构接地部分间的空气中距离，应符合下列要求：

对一端绝缘另一端接地的避雷线：

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1(h + \Delta l) \tag{9-17}$$

式中：h——避雷线支柱的高度(m)；

Δl——避雷线上校验的雷击点与接地支柱的距离(m)。

对两端接地的避雷线

$$S_a \geqslant \beta'[0.2R_i + 0.1(h + \Delta l)] \tag{9-18}$$

式中：β'——避雷线分流系数；

Δl——避雷线上校验的雷击点与最近支柱间的距离(m)。

避雷线分流系数可按式(9-19)计算：

$$\beta' = \frac{1 + \dfrac{\tau_t R_i}{12.4(l_2 + h)}}{1 + \dfrac{\Delta l + h}{l_2 + h} + \dfrac{\tau_t R_i}{6.2(l_2 + h)}} \approx \frac{l_2 + h}{l_2 + \Delta l + 2h} \tag{9-19}$$

式中：l_2——避雷线上校验的雷击点与另一端支柱间的距离，$l_2 = l' - \Delta l$(m)；

l'——避雷线两支柱间的距离(m)；

τ_t——雷电流波头长度，一般取 2.6μs。

(4)避雷线的接地装置与发电厂或变电所接地网间的地中距离，应符合下列要求：

对一端绝缘另一端接地的避雷线，应按式(9-16)校验。对两端接地的避雷线应按式(9-20)校验：

$$S_e \geqslant 0.3\beta' R_i \tag{9-20}$$

(5)除上述要求外，对避雷针和避雷线，S_a不宜小于 5m，S_e不宜小于 3m。

对 66kV 及以下配电装置，包括组合导线、母线廊道等，应尽量降低感应过电压，当条件许可时，S_a应尽量增大。

7.2 范围Ⅱ发电厂和变电所高压配电装置的雷电侵入波过电压保护

7.2.1 2km 架空进线保护段范围内的杆塔耐雷水平应该符合表 7 的要求。应采取措施防止或减少近区雷击闪络。

7.2.2 具有架空进线电气设备采用标准绝缘水平的 330kV 发电厂和变电所敞开式高压配电装置中，金属氧化物避雷器至主变压器的距离，对于单、双、三和四回进线的情况，分别为 90m、140m、170m 和 190m。对其他电器的最大距离可相应增加 35%。

7.2.3 敞开式发电厂和变电所采用 $1\frac{1}{2}$ 断路器主接线时，金属氧化物避雷器宜装设在每回线路的入口和每一主变压器回路上，母线较长时是否需装设避雷器可通过校验确定。

7.2.4 采用GIS、主接线为$1\frac{1}{2}$断路器的发电厂和变电所,金属氧化物避雷器宜安装于每回线路的入口,每组母线上是否安装需经校验确定。当升压变压器经较长的气体绝缘管道或电缆接至GIS母线时(如水力发电厂)以及接线复杂的GIS发电厂和变电所的避雷器的配置可通过校验确定。

7.2.5 范围Ⅱ的变压器和高压并联电抗器的中性点经接地电抗器接地时,中性点上应装设金属氧化物避雷器保护。

7.3 范围Ⅰ发电厂和变电所高压配电装置的雷电侵入波过电压保护

7.3.1 发电厂和变电所应采取措施防止或减少近区雷击闪络。未沿全线架设避雷线的35～110kV架空送电线路,应在变电所1km～2km的进线段架设避雷线。

220kV架空送电线路,在2km进线保护段范围内以及35～110kV线路在1～2km进线保护段范围内的杆塔耐雷水平应该符合表9-7的要求。

进线保护段上的避雷线保护角宜不超过20°,最大不应超过30°。

7.3.2 未沿全线架设避雷线的35～110kV线路,其变电所的进线段应采用图9-9所示的保护接线。

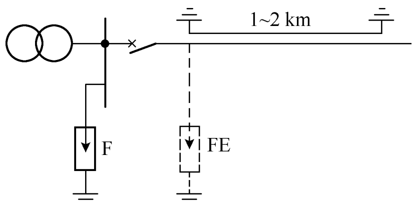


图9-9 35～110kV变电所的进线保护接线

在雷季,如变电所35～110kV进线的隔离开关或断路器可能经常断路运行,同时线路侧又带电,必须在靠近隔离开关或断路器处装设一组排气式避雷器FE。FE外间隙距离的整定,应使其在断路运行时,能可靠地保护隔离开关或断路器,而在闭路运行时不动作。如FE整定有困难,或无适当参数的排气式避雷器,则可用阀式避雷器代替。

全线架设避雷线的35～220kV变电所,其进线的隔离开关或断路器与上述情况相同时,宜在靠近隔离开关或断路器处装设一组保护间隙或阀式避雷器。

7.3.3 发电厂、变电所的35kV及以上电缆进线段,在电缆与架空线的连接处应装设阀式避雷器,其接地端应与电缆金属外皮连接。对三芯电缆,末端的金属外皮应直接接地[图9-10(a)];对单芯电缆,应经金属氧化物电缆护层保护器(FC)或保护间隙(FG)接地[图9-10(b)]。

如电缆长度不超过50m或虽超过50m,但经校验,装一组阀式避雷器即能符合保护要求,图9-10中可只装F1或F2。

如电缆长度超过50m,且断路器在雷季可能经常断路运行,应在电缆末端装设排气式避雷器或阀式避雷器。

连接电缆段的1km架空线路应架设避雷线。

全线电缆—变压器组接线的变电所内是否需装设阀式避雷器,应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能,经校验确定。

7.3.4 具有架空进线的35kV及以上发电厂和变电所敞开式高压配电装置中阀式避雷器的配置。

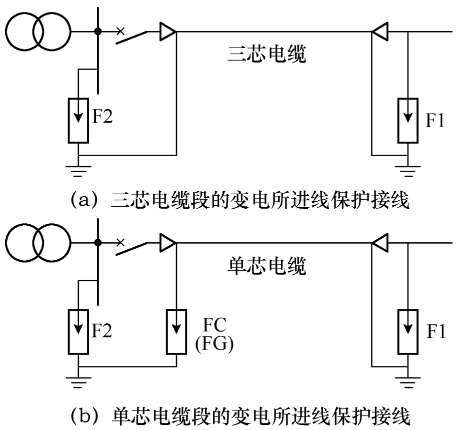


图 9-10 具有 35kV 及以上电缆段的变电所进线保护接线

(a)每组母线上应装设阀式避雷器。阀式避雷器与主变压器及其他被保护设备的电气距离超过表 9-11 或表 9-12 的参考值时,可在主变压器附近增设一组阀式避雷器。

表 9-11 普通阀式避雷器至主变压器间的最大电气距离 (单位:m)

系统标称电压/kV	进线长度/km	进线路数			
		1	2	3	≥4
35	1	25	40	50	55
	1.5	40	55	65	75
	2	50	75	90	105
66	1	45	65	80	90
	1.5	60	85	105	115
	2	80	105	130	145
110	1	45	70	80	90
	1.5	70	95	115	130
	2	100	135	160	180
220	2	105	165	195	220

注:①全线有避雷线进线长度取 2km,进线长度在 1～2km 间时的距离按补插法确定,表 9-12 同此。
②35kV 也适用于有串联间隙金属氧化物避雷器的情况

变电所内所有阀式避雷器应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接,同时应在其附近装设集中接地装置。

(2)35kV 及以上装有标准绝缘水平的设备和标准特性阀式避雷器且高压配电装置采用单母线、双母线或分段的电气主接线时,碳化硅普通阀式避雷器与主变压器间的最大电气距离可参照表 9-11 确定。对其他电器的最大距离可相应增加 35%。

金属氧化物避雷器与主变压器间的最大电气距离可参照表 9-12 确定。对其他电器的最大距离可相应增加 35%。

表 9-12　金属氧化物避雷器至主变压器间的最大电气距离　(单位:m)

系统标称电压/kV	进线长度/km	进线路数			
		1	2	3	≥4
110	1	55	85	105	115
	1.5	90	120	145	165
	2	125	170	205	230
220	2	125 (90)	195 (140)	235 (170)	265 (190)

注:①本表也适用于电站碳化硅磁吹避雷器(FM)的情况。

②表 12 括号内距离对应的雷电冲击全波耐受电压为 850kV。

③标准绝缘水平指 35kV、66kV、110kV 及 220kV 变压器、电压互感器标准雷电冲击全波耐受电压分别为 200kV、325kV、480kV 及 950kV。

④110kV 及 220kV 金属氧化物避雷器在标称放电电流下的残压分别为 260kV 及 520kV。

(3)架空进线采用双回路杆塔,有同时遭到雷击的可能,确定阀式避雷器与变压器最大电气距离时,应按一路考虑,且在雷季中宜避免将其中一路断开。

(4)对电气接线比较特殊的情况,可用计算方法或通过模拟试验确定最大电气距离。

7.3.5　有效接地系统中的中性点不接地的变压器,如中性点采用分级绝缘且未装设保护间隙,应在中性点装设雷电过电压保护装置,且宜选变压器中性点金属氧化物避雷器。如中性点采用全绝缘,但变电所为单进线且为单台变压器运行,也应在中性点装设雷电过电压保护装置。

不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中的变压器中性点,一般不装设保护装置,但多雷区单进线变电所且变压器中性点引出时,宜装设保护装置;中性点接有消弧线圈的变压器,如有单进线运行可能,也应在中性点装设保护装置。该保护装置可任选金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器。

7.3.6　自耦变压器必须在其两个自耦合的绕组出线上装设阀式避雷器,该阀式避雷器应装在自耦变压器和断路器之间,并采用图 9-12 的保护接线。

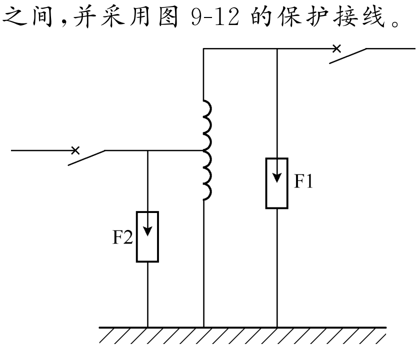


图 9-12　自耦变压器的典型保护接线

7.3.7　35～220kV 开关站,应根据其重要性和进线路数等条件,在母线上或进线上装设阀式避雷器。

7.3.8　与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器(包括一台变压器与两台电机相连的三绕组变压器)的低压绕组如有开路运行的可能和发电厂双绕组变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时,应在变压器低压绕组三相出线上装设阀式避雷器,以防来自高压绕

组的雷电波的感应电压危及低压绕组绝缘；但如该绕组连有25m及以上金属外皮电缆段，则可不必装设避雷器。

7.3.9 变电所的3～10kV配电装置（包括电力变压器），应在每组母线和架空进线上装设阀式避雷器（分别采用电站和配电阀式避雷器），并应采用图9-12所示的保护接线。母线上阀式避雷器与主变压器的电气距离不宜大于表9-13所列数值。

架空进线全部在厂区内，且受到其地建筑物屏蔽时，可只在母线上装设阀式避雷器。

有电缆段的架空线路，阀式避雷器应装设在电缆头附近，其接地端应和电缆金属外皮相连。如各架空进线均有电缆段，则阀式避雷器与主变压器的最大电气距离不受限制。

阀式避雷器应以最短的接地线与变电所、配电所的主接地网连接（包括通过电缆金属外皮连接）。阀式避雷器附近应装设集中接地装置。

3～10kV配电所，当无所用变压器时，可仅在每路架空进线上装设阀式避雷器。

注：配电所指所内仅有起开闭和分配电能作用的配电装置，而母线上无主变压器。

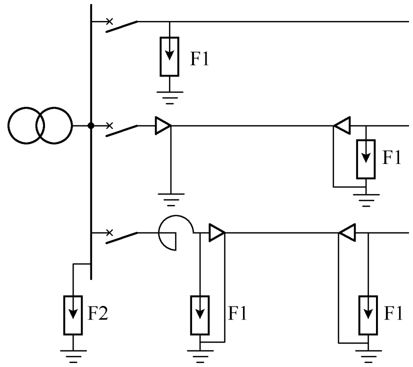


图9-12 3～10kV配电装置雷电侵入波的保护接线

表9-13 阀式避雷器至3～10kV主变压器的最大电气距离

雷季经常运行的进线路数	1	2	3	≥4
最大电气距离/m	15	20	25	30

7.4 气体绝缘全封闭组合电器（GIS）变电所的雷电侵入波过电压保护

7.4.1 66kV及以上进线无电缆段的GIS变电所，在GIS管道与架空线路的连接处，应装设金属氧化物避雷器（FMO1），其接地端应与管道金属外壳连接，如图9-13所示。

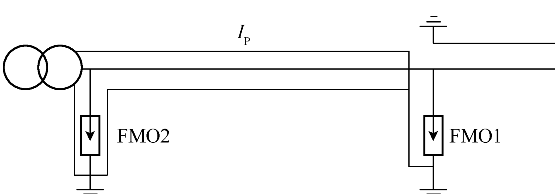


图9-13 无电缆段进线的GIS变电所保护接线

如变压器或GIS一次回路的任何电气部分至FMO1间的最大电气距离不超过下列参考值或虽超过，但经校验，装一组避雷器即能符合保护要求，则图9-13中可只装设FMO1：

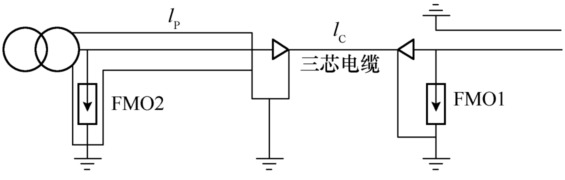
66kV　　　　50m

110kV及220kV　　　　130m

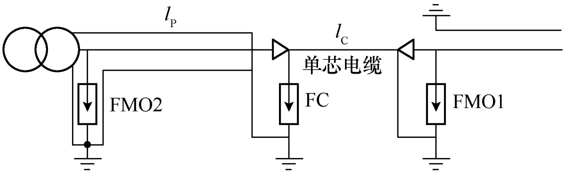
连接GIS管道的架空线路进线保护段的长度应不小于2km，且应符合7.2.1或7.2.2

的要求。

7.4.2 66kV及以上进线有电缆段的GIS变电所,在电缆段与架空线路的连接处应装设金属氧化物避雷器(FMO1),其接地端应与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆,末端的金属外皮应与GIS管道金属外壳连接接地[图9-14(a)];对单芯电缆,应经金属氧化物电缆护层保护器(FC)接地[图9-14(b)]。



(a) 三芯电缆段进的GIS变电所保护接线



(b) 单芯电缆段进的GIS变电所保护接线

图15 有电缆段进线的GIS变电所保护接线

电缆末端至变压器或GIS一次回路的任何电气部分间的最大电气距离不超过7.4.1中的参考值或虽超过,但经校验,装一组避雷器即能符合保护要求,图9-14中可不装设FMO2。

对连接电缆段的2km架空线路应架设避雷线。

7.4.3 进线全长为电缆的GIS变电所内是否需装设金属氧化物避雷器,应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能,经校验确定。

7.5 小容量变电所雷电侵入波过电压的简易保护

7.5.1 3150~5000kVA的变电所35kV侧,可根据负荷的重要性及雷电活动的强弱等条件适当简化保护接线,变电所进线段的避雷线长度可减少到500~600m,但其首端排气式避雷器或保护间隙的接地电阻不应超过5Ω(图9-15)。

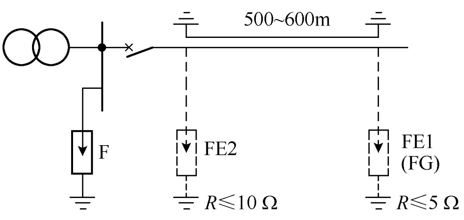
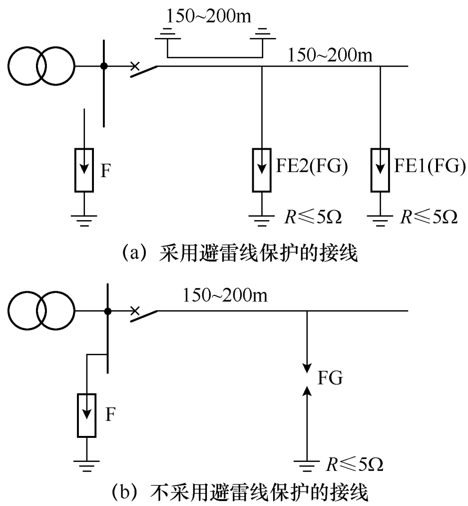


图9-15 3150~5000kVA、35kV变电所的简易保护接线

7.5.2 小于3150kVA供非重要负荷的变电所35kV侧,根据雷电活动的强弱,可采用图9-16(a)的保护接线;容量为1000kVA及以下的变电所,可采用图9-16(b)的保护接线。

7.5.3 小于3150kVA供非重要负荷的35kV分支变电所,根据雷电活动的强弱,可采用图9-17的保护接线。

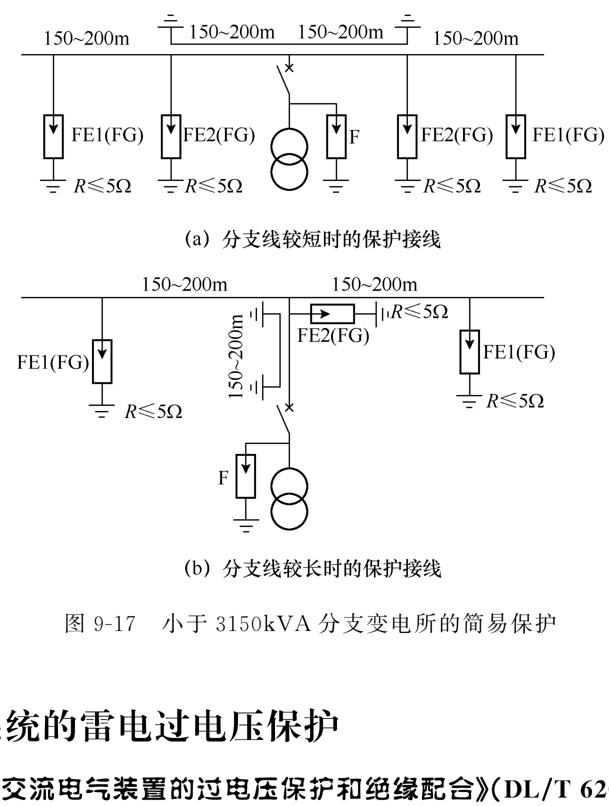
7.5.4 简易保护接线的变电所35kV侧,阀式避雷器与主变压器或电压互感器间的最大电气距离不宜超过10m。



(a) 采用避雷线保护的接线

(b) 不采用避雷线保护的接线

图 9-16 小于 3150kVA 变电所的简易保护



(a) 分支线较短时的保护接线

(b) 分支线较长时的保护接线

图 9-17 小于 3150kVA 分支变电所的简易保护

9.2.5 配电系统的雷电过电压保护

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

规范引用

8.1 3～10kV 配电系统中的配电变压器应装设阀式避雷器保护。阀式避雷器应尽量靠近变压器装设，其接地线应与变压器低压侧中性点(中性点不接地时则为中性点的击穿保险器的接地端)及金属外壳等连在一起接地。

8.2 3～10kVY，yn 和 Y、y(低压侧中性点接地和不接地)接线的配电变压器，宜在低压侧装设一组阀式避雷器或击穿保险器，以防止反变换波和低压侧雷电侵入波击穿高压侧

绝缘。但厂区内的配电变压器可根据运行经验确定。

低压侧中性点不接地的配电变压器,应在中性点装设击穿保险器。

8.3　35～0.4kV 配电变压器,其高低压侧均应装设阀式避雷器保护。

8.4　3～10kV 柱上断路器和负荷开关应装设阀式避雷器保护。经常断路运行而又带电的柱上断路器、负荷开关或隔离开关,应在带电侧装设阀式避雷器,其接地线应与柱上断路器等的金属外壳连接,且接地电阻不应超过 10Ω。

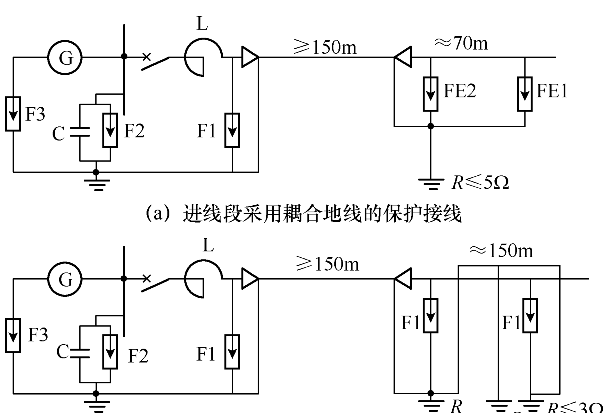
装设在架空线路上的电容器宜装设阀式避雷器保护。

9.2.6　旋转电机的雷电过电压保护

规范引用　《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

9.1　与架空线路直接连接的旋转电机(包括发电机、同步调相机、变频机和电动机,简称直配电机)的保护方式,应根据电机容量、雷电活动的强弱和对运行可靠性的要求确定。

9.2　单机容量为 25000～60000kW 的直配电机,宜采用图 9-18(a)所示的保护接线。60000kW 以上的电机,不应与架空线路直接连接。



(a) 进线段采用耦合地线的保护接线

(b) 进线段采用避雷线的保护接线

图 9-18　25000～60000kW 直配电机的保护接线

F1—配电阀式避雷器;F2—旋转电机阀式避雷器;

F3—旋转电机中性点阀式避雷器;FE1、FE2—排气式避雷器;

G—发电机;L—限制短路电流用电抗器;C—电容器

排气式避雷器 FE1 和 FE2 的冲击放电电压不应超过表 9-14 所列的数值。

FE1 和 FE2 的接地端应用钢绞线连接。钢绞线架设在导线下方,距导线应小于 3m 但大于 2m,并应与电缆首端的金属外皮在装设 FE2 杆塔处连在一起接地,工频接地电阻 R 不应大于 5Ω。

进线电缆段应直接埋设在土壤中,以充分利用其金属外皮的分流作用。如受条件限制不能直接埋设,可将电缆金属外皮多点接地,即除两端接地外,再在两端间的 3～5 处接地。

表 9-14 排气式避雷器 FE1 和 FE2 的冲击放电电压

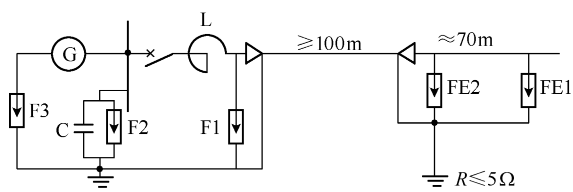
系统标称电压/kV	3	6	10
预放电时间为 2μs 的冲击放电电压/kV	40	50	60

如电缆首端的短路电流较大，按图 9-18(a)所示的保护接线无适当参数的排气式避雷器可用时，可改用图 9-18(b)所示的保护接线。

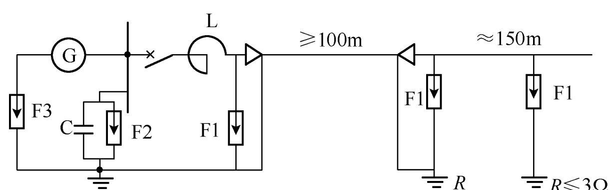
进线段上的阀式避雷器的接地端，应与电缆的金属外皮和避雷线连在一起接地，接地电阻 R 的阻值不应大于 3Ω。

9.3 单机容量为 6000～25000kW(不含 25000kW)的直配电机，宜采用图 9-19(a)所示的保护接线。在多雷区，也可采用图 9-18 所示的保护接线。

如电缆首端的短路电流较大，按图 9-18(a)所示的保护接线无适当参数的排气式避雷器可用时，可改用图 9-18(b)所示的保护接线。



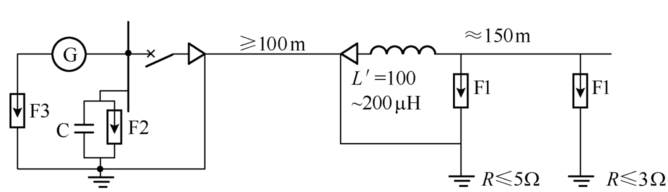
(a) 进线段采用耦合地线的保护接线



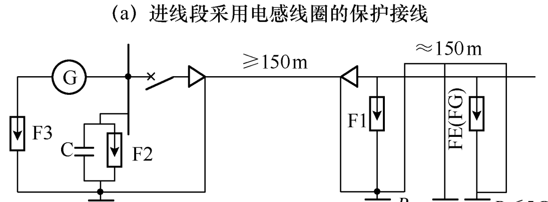
(b) 进线段无耦合地线的保护接线

-19 6000～25000kW(不含 25000kW)直配电机的保护接线

9.4 单机容量为 6000～12000kW 的直配电机，如出线回路中无限流电抗器，可采用图 9-20 所示的保护接线。在雷电活动特殊强烈地区，宜采用有电抗线圈的图 9-20(a)所示的保护接线。



(a) 进线段采用电感线圈的保护接线



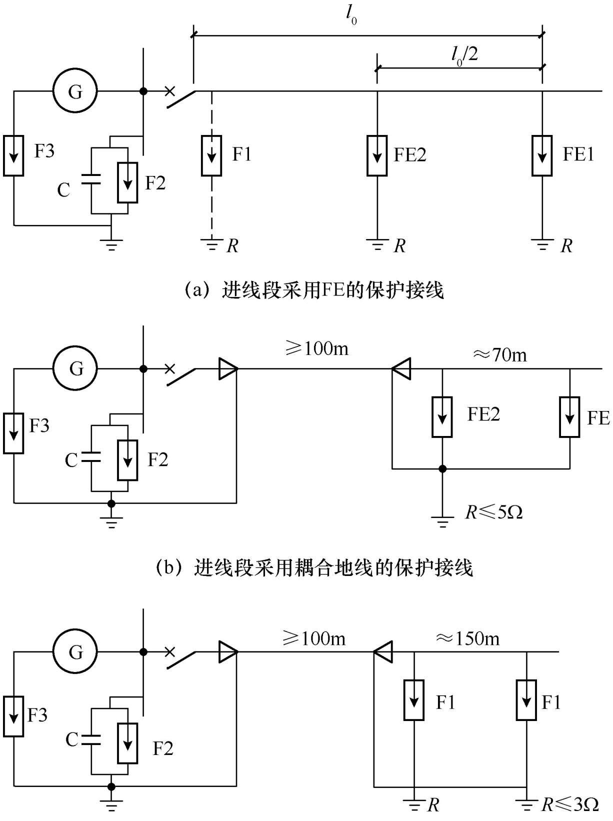
(b) 进线段采用避雷线的保护接线

图 9-20 6000～12000kW 直配电机的保护接线

9.5 单机容量为 1500～6000kW(不含 6000kW)或少雷区 60000kW 及以下的直配电机，可采用图 9-21 所示的保护接线。

在进线保护段长度 l_0 内,应装设避雷针或避雷线。

进线保护段长度与排气式避雷器接地电阻的关系应符合下列要求:



(a) 进线段采用FE的保护接线

(b) 进线段采用耦合地线的保护接线

(c) 进线段采用F的保护接线

图 9-21 1500～6000kW(不含 6000kW)直配电机和少雷地区 60000kW 及以下直配电机的保护接线

对 3kV 和 6kV 线路

$$\frac{l_0}{R} \geqslant 200 \tag{21}$$

对 10kV 线路

$$\frac{l_0}{R} \geqslant 150 \tag{22}$$

式中:l_0——进线保护段长度(m);

R——接地电阻(Ω)。

进线保护段长度一般采用 450～600m。

在进线保护段上如有排气式避雷器 FE2,接地电阻 R 可取两组排气式避雷器 FE1 和 FE2 接地电阻的并联值。

图 9-21(a)中的阀式避雷器 F1 主要用来保护断路器或隔离开关。

9.6 单机容量为 1500～6000kW 或列车电站的直配电机,可采用图 9-22 有电抗线圈或限流电抗器的保护接线。

单机容量为 1500kW 以下的直配电机,采用 9.7、9.8 规定的保护方式有困难时,也可采用图 9-22 所示的保护接线。

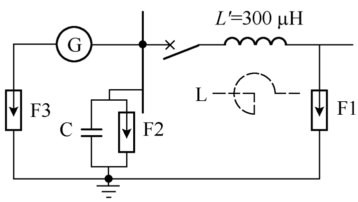


图 9-22 1500～6000kW 直配电机或列车电站直配电机的保护接线

9.7 单机容量为 1500kW 及以下的直配电机，宜采用图 9-23 所示的保护接线。

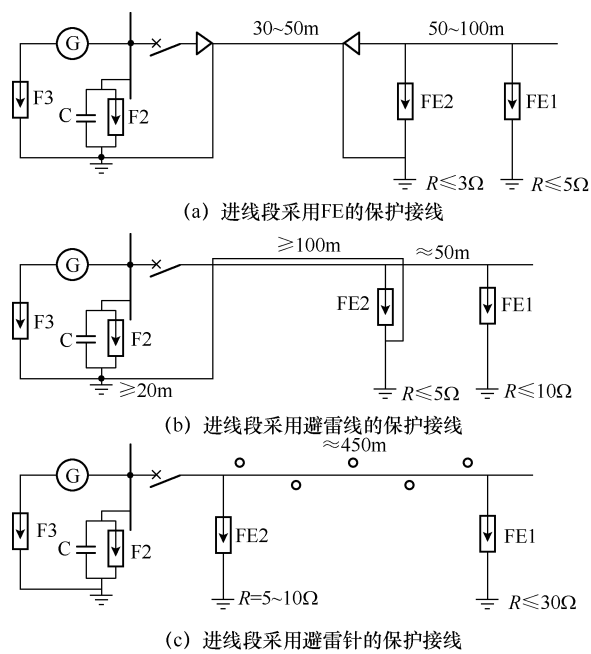


图 9-23 1500kW 及以下直配电机的保护接线

9.8 容量为 25000kW 及以上的直配电机，应在每台电机出线处装设一组旋转电机阀式避雷器。25000kW 以下的直配电机，避雷器也应尽量靠近电机装设，在一般情况下，避雷器可装在电机出线处；如接在每一组母线上的电机不超过两台，避雷器也可装在每一组母线上。

9.9 如直配电机的中性点能引出且未直接接地，应在中性点上装设旋转电机中性点阀式避雷器。

9.10 保护直配电机用的避雷线，对边导线的保护角不应大于 30°。

9.11 为保护直配电机匝间绝缘和防止感应过电压，装在每相母线上的电容器，包括电缆段电容在内应为 0.25～0.5μF；对于中性点不能引出或双排非并绕绕组的电机，应为 1.5～2μF（图 9-18～图 9-23）。

电容器宜有短路保护。

9.12 无架空直配线的发电机，如发电机与升压变压器之间的母线桥或组合导线无金属屏蔽部分的长度大于 50m，应采取防止感应过电压的措施，在发电机回路或母线的每相导线上装设不小于 0.15μF 的电容器或旋转电机阀式避雷器。如已按 7.3.8 要求装设避雷器，则可不再采取措施，但该避雷器应选用旋转电机阀式避雷器。

9.13 在多雷区，经变压器与架空线路连接的非直配电机，如变压器高压侧的系统标称

电压为 66kV 及以下时，为防止雷电过电压经变压器绕组的电磁传递而危及电机的绝缘，宜在电机出线上装设一组旋转电机阀式避雷器。变压器高压侧的系统标称电压为 110kV 及以上时，电机出线上是否装设避雷器可经校验确定。

9.3 暂时过电压的特点及相应的限制和保护设计

9.3.1 暂时过电压的特点

1 工频过电压的特点

工频过电压的频率为工频或接近工频。

由于频率幅值不高，在中性点不接地或经消弧线圈接地的系统，约为工频电压的 $\sqrt{3}$ 倍；在中性点直接接地系统中，一般不允许超过 1.5 倍。

工频过电压常发生在故障引起的长线切合过程中。在发电机暂态电势 E'_d 为常数时，工频过电压处于暂态状态，持续时间不超过 1s。由于在 0.1～1s 以内，工频过电压仅变化 2%～3%，一般多取 0.1s 左右的暂态数值作为参考值。

此后，发电机自动电压调整器发生作用，E'_d 变化，在 2～3s 以后，系统进入稳定状态。此时的工频过电压称为工频稳态过电压。

工频过电压对 220kV 及以下电力网的电气设备没有危险，但对 330kV 及以上的超高压电网影响很大，需要采取措施予以限制。

2 谐振过电压的特点

电网中的电感、电容元件，在一定电源的作用下，并受到操作或故障的激发，使得某一自由振荡频率与外加强迫频率相等，形成周期性或准周期性的剧烈振荡，电压振幅急剧上升，出现严重谐振过电压。谐振过电压的持续时间较长，甚至可以稳定存在，直至破坏谐振条件为止。谐振过电压可在各级电网中发生，危及绝缘，烧毁设备，破坏保护设备的保护性能。

各种谐振过电压可以归纳为三种类型，即线性谐振、铁磁谐振和参数谐振。

限制谐振过电压一般分为两种基本方法，其一是尽量防止它发生，这就要在设计中做出必要的预测，适当调整电网参数，避免谐振发生；其二是缩短谐振存在的时间，降低谐振的幅值，削弱谐振的影响。一般采用电阻阻尼进行抑制。

9.3.2 暂时过电压的限制和保护设计

规范引用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

4.1.1 工频过电压、谐振过电压与系统结构、容量、参数、运行方式以及各种安全自动装置的特性有关。工频过电压、谐振过电压除增大绝缘承受电压外，还对选择过电压保护装置有重要影响。

(a)系统中的工频过电压一般由线路空载、接地故障和甩负荷等引起。对范围Ⅱ的工频过电压，在设计时应结合实际条件加以预测。根据这类系统的特点，有时需综合考虑这几种因素的影响。

通常可取正常送电状态下甩负荷和在线路受端有单相接地故障情况下甩负荷作为确定系统工频过电压的条件。

对工频过电压应采取措施加以降低。一般主要采用在线路上安装并联电抗器的措施限制工频过电压。在线路上架设良导体避雷线降低工频过电压时，宜通过技术经济比较加以确定。系统的工频过电压水平一般不宜超过下列数值：

线路断路器的变电所侧　　1.3p.u.

线路断路器的线路侧　　1.4p.u.

(b)对范围Ⅰ中的110kV及220kV系统，工频过电压一般不超过1.3p.u.；3～10kV和35～66kV系统，一般分别不超过1.1$\sqrt{3}$p.u.和$\sqrt{3}$p.u.。

应避免在110kV及220kV有效接地系统中偶然形成局部不接地系统，并产生较高的工频过电压。对可能形成这种局部系统、低压侧有电源的110kV及220kV变压器不接地的中性点应装设间隙。因接地故障形成局部不接地系统时该间隙应动作；系统以有效接地方式运行发生单相接地故障时间隙不应动作。间隙距离的选择除应满足这两项要求外，还应兼顾雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求(参见《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)7.3.5条)。

4.1.2　谐振过电压包括线性谐振和非线性(铁磁)谐振过电压，一般因操作或故障引起系统元件参数出现不利组合而产生。应采取防止措施，避免出现谐振过电压的条件；或用保护装置限制其幅值和持续时间。

(1)为防止发电机电感参数周期性变化引起的发电机自励磁(参数谐振)过电压，一般可采取下列防止措施：

①使发电机的容量大于被投入空载线路的充电功率；

②避免发电机带空载线路启动或避免以全电压向空载线路合闸；

③快速励磁自动调节器可限制发电机同步自励过电压。发电机异步自励过电压，仅能用速动过电压继电保护切机以限制其作用时间。

(2)应该采用转子上装设阻尼绕组的水轮发电机，以限制水轮发电机不对称短路或负荷严重不平衡时产生的谐振过电压。

4.1.3　范围Ⅱ的系统当空载线路上接有并联电抗器，且其零序电抗小于线路零序容抗时，如发生非全相运行状态(分相操动的断路器故障或采用单相重合闸时)，由于线间电容的影响，断开相上可能发生谐振过电压。

上述条件下由于并联电抗器铁芯的磁饱和特性，有时在断路器操作产生的过渡过程激发下，可能发生以工频基波为主的铁磁谐振过电压。

在并联电抗器的中性点与大地之间串接一接地电抗器，一般可有效地防止这种过电压。该接地电抗器的电抗值宜按补偿并联电抗器所接线路的相间电容选择，同时应考虑以下因素：

①并联电抗器、接地电抗器的电抗及线路容抗的实际值与设计值的变异范围；

②限制潜供电流的要求；

③连接接地电抗器的并联电抗器中性点绝缘水平。

4.1.4　范围Ⅱ的系统中，当空载线路(或其上接有空载变压器时)由电源变压器断路器合闸、重合闸或由只带有空载线路的变压器低压侧合闸、带电线路末端的空载变压器合闸以及系统解列等情况下，如由这些操作引起的过渡过程的激发使变压器铁芯磁饱和、电感作周

期性变化,回路等值电感在2倍工频下的电抗与2倍工频下线路入口容抗接近相等时,可能产生以2次谐波为主的高次谐波谐振过电压。

应尽量避免产生2次谐波谐振的运行方式、操作方式以及防止在故障时出现该种谐振的接线;确实无法避免时,可在变电所线路继电保护装置内增设过电压速断保护,以缩短该过电压的持续时间。

4.1.5 范围Ⅰ的系统中有可能出现下列谐振过电压:

(1)110kV及220kV系统采用带有均压电容的断路器开断连接有电磁式电压互感器的空载母线,经验算有可能产生铁磁谐振过电压时,宜选用电容式电压互感器。已装有电磁式电压互感器时,运行中应避免可能引起谐振的操作方式,必要时可装设专门消除此类铁磁谐振的装置。

(2)由单一电源侧用断路器操作中性点不接地的变压器出现非全相或熔断器非全相熔断时,如变压器的励磁电感与对地电容产生铁磁谐振,能产生2.0～3.0p.u.的过电压;有双侧电源的变压器在非全相分合闸时,由于两侧电源的不同步在变压器中性点上可出现接近于2.0p.u.的过电压,如产生铁磁谐振,则会出现更高的过电压。

(3)经验算如断路器操作中因操动机构故障出现非全相或严重不同期时产生的铁磁谐振过电压可能危及中性点为标准分级绝缘、运行时中性点不接地的110kV及220kV变压器的中性点绝缘,宜在中性点装设间隙,对该间隙的要求与4.1.1(2)同。在操作过程中,应先将变压器中性点临时接地。

有单侧电源的变压器,如另一侧带有同期调相机或较大的同步电动机,也类似有双侧电源的情况。

(4)3～66kV不接地系统或消弧线圈接地系统偶然脱离消弧线圈的部分,当连接有中性点接地的电磁式电压互感器的空载母线(其上带或不带空载短线路),因合闸充电或在运行时接地故障消除等原因的激发,使电压互感器过饱和则可能产生铁磁谐振过电压。为限制这类过电压,可选取下列措施:

①选用励磁特性饱和点较高的电磁式电压互感器。

②减少同一系统中电压互感器中性点接地的数量,除电源侧电压互感器高压绕组中性点接地外,其它电压互感器中性点尽可能不接地。

③个别情况下,在10kV及以下的母线上装设中性点接地的星形接线电容器组或用一段电缆代替架空线路以减少 X_{C0},使 $X_{C0}<0.01X_m$。

注:X_m 为电压互感器在线电压作用下单相绕组的励磁电抗。

④在互感器的开口三角形绕组装设 $R\Delta\leqslant0.4(X_m/K_{13}^2)$)的电阻($K_{13}$ 为互感器一次绕组与开口三角形绕组的变比)或装设其它专门消除此类铁磁谐振的装置。

⑤10kV及以下互感器高压绕组中性点经 $R_{p.n}\geqslant0.06X_m$(容量大于600W)的电阻接地。

4.1.6 3～66kV不接地及消弧线圈接地系统,应采用性能良好的设备并提高运行维护水平,以避免在下述条件下产生铁磁谐振过电压:

①配电变压器高压绕组对地短路;

②送电线路一相断线且一端接地或不接地。

4.1.7 有消弧线圈的较低电压系统,应适当选择消弧线圈的脱谐度,以便避开谐振点;无消弧线圈的较低电压系统,应采取增大其对地电容等措施(如安装电力电容器等),以防止

零序电压通过电容，如变压器绕组间或两条架空线路间的电容耦合，由较高电压系统传递到中性点不接地的较低电压系统，或由较低电压系统传递到较高电压系统，或回路参数形成串联谐振条件，产生高幅值的转移过电压。

9.4　操作过电压的特点及相应的限制和保护设计

9.4.1　操作过电压的特点

电网中的电容、电感等储能元件，在发生故障或操作时，由于其工作状态发生突变，将产生充电再充电或能量转换的过渡过程，电压的强制分量叠加以暂态分量形成操作过电压。其作用时间约在几毫秒到数十毫秒之间。倍数一般不超过4倍。

操作过电压的幅值和波形与电网的运行方式、故障类型、操作对象有关，再加上操作过程中其他多种随机因素的影响，使得对操作过电压的定量分析，大多依靠实测统计和模拟研究。故障形成不同或操作对象不同，产生过电压的机理也不同。因而所采取的针对性限制措施也各异。

9.4.2　操作过电压的限制及保护设计

规范引用　《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

4.2.1　线路合闸和重合闸过电压。

空载线路合闸时，由于线路电感—电容的振荡将产生合闸过电压。线路重合时，由于电源电势较高以及线路上残余电荷的存在，加剧了这一电磁振荡过程，使过电压进一步提高。

(1)范围Ⅱ中，线路合闸和重合闸过电压对系统中设备绝缘配合有重要影响，应该结合系统条件预测空载线路合闸、单相重合闸和成功、非成功的三相重合闸(如运行中使用时)的相对地和相间过电压。

预测这类操作过电压的条件如下：

①对于发电机—变压器—线路单元接线的空载线路合闸，线路合闸后，电源母线电压为系统最高电压；对于变电所出线则为相应运行方式下的实际母线电压。

②成功的三相重合闸前，线路受端曾发生单相接地故障；非成功的三相重合闸时，线路受端有单相接地故障。

(2)空载线路合闸、单相重合闸和成功的三相重合闸(如运行中使用时)，在线路上产生的相对地统计过电压，对330kV和500kV系统分别不宜大于2.2p.u.和2.0p.u.。

(3)限制这类过电压的最有效措施是在断路器上安装合闸电阻。对范围Ⅱ，当系统的工频过电压符合4.1.1要求且符合以下参考条件时，可仅用安装于线路两端(线路断路器的线路侧)上的金属氧化物避雷器(MOA)将这类操作引起的线路的相对地统计过电压限制到要求值以下。这些参考条件是：

①发电机—变压器—线路单元接线时的参考条件见表9-15。

表 9-15 仅用 MOA 限制合闸、重合闸过电压的条件

系统标称电压/kV	发电机容量/MW	线路长度/km	系统标称电压/kV	发电机容量/MW	线路长度/km
330	200 300	<100 <200	500	200 300 ≥500	<100 <150 <200

②系统中变电所出线时的参考条件为：

330kV <200km

500kV <200km

在其他条件下，可否仅用金属氧化物避雷器限制合闸和重合闸过电压，需经校验确定。

(4)范围Ⅰ的线路合闸和重合闸过电压一般不超过 3.0p.u.，通常无需采取限制措施。

4.2.2 空载线路分闸过电压。

空载线路开断时，如断路器发生重击穿，将产生操作过电压。

(1)对范围Ⅱ的线路断路器，应要求在电源对地电压为 1.3p.u. 条件下开断空载线路不发生重击穿。

(2)对范围Ⅰ，110kV 及 220kV 开断架空线路该过电压不超过 3.0p.u.；开断电缆线路可能超过 3.0p.u.。

为此，开断空载架空线路宜采用不重击穿的断路器；开断电缆线路应该采用不重击穿的断路器。

(3)对范围Ⅰ，66kV 及以下系统中，开断空载线路断路器发生重击穿时的过电压一般不超过 3.5p.u.。开断前系统已有单相接地故障，使用一般断路器操作时产生的过电压可能超过 4.0p.u.。为此，选用操作断路器时，应该使其开断空载线路过电压不超过 4.0p.u.。

4.2.3 线路非对称故障分闸和振荡解列过电压。

系统送受端联系薄弱，如线路非对称故障导致分闸，或在系统振荡状态下解列，将产生线路非对称故障分闸或振荡解列过电压。

对范围Ⅱ的线路，宜对这类过电压进行预测。预测前一过电压的条件，可选线路受端存在单相接地故障，分闸时线路送受端电势功角差应按实际情况选取。

当过电压超过 4.2.1(2)所列数值时，可用安装在线路两端的金属氧化物避雷器加以限制。

4.2.4 隔离开关操作空载母线的过电压。

隔离开关操作空载母线时，由于重击穿将会产生幅值可能超过 2.0p.u.、频率为数百千赫至兆赫的高频振荡过电压。这对范围Ⅱ的电气装置有一定危险。为此，宜符合以下要求：

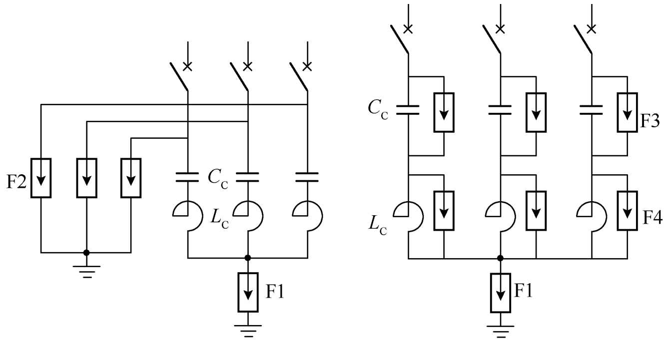
(1)隔离开关操作由敞开式配电装置构成的变电所空载母线时的过电压，可能使电流互感器一次绕组进出线之间的套管闪络放电，宜采用金属氧化物避雷器对其加以保护。

(2)隔离开关操作气体绝缘全封闭组合电器(GIS)变电所的空载母线时，会产生频率更高的过电压，它可能对匝间绝缘裕度不高的变压器构成威胁。为此，宜对采用的操作方式加以校核，尽量避免可能引起危险的操作方式。

4.2.5 3～66kV 系统开断并联电容补偿装置如断路器发生单相重击穿时，电容器高压端对地过电压可能超过 4.0p.u.。开断前电源侧有单相接地故障时，该过电压将更高。开断时如发生两相重击穿，电容器极间过电压可能超过 $2.5\sqrt{2}U_{n.C}$。

操作并联电容补偿装置，应采用开断时不重击穿的断路器。对于需频繁投切的补偿装置，宜按图 9-24(a)装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器(F1 或 F2)，作为限制单相重击穿过电压的后备保护装置。在电源侧有单相接地故障不要求进行补偿装置开断操作的条件下，宜采用 F1。断路器操作频繁且开断时可能发生重击穿或者合闸过程中触头有弹跳现象时，宜按图 9-24(b)装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器(F1 及 F3 或 F4)。F3 或 F4 用以限制两相重击穿时在电容器极间出现的过电压。当并联电容补偿装置电抗器的电抗率不低于 12%时，宜采用 F4。

注：$U_{n.C}$为电容器的额定电压。



(a) 单相重击穿过电压的保护接线　(b) 单、两相重击穿过电压的保护接线

图 9-24　并联电容补偿装置的避雷器保护接线

4.2.6　操作空载变压器和并联电抗器等的过电压。

(1)开断空载变压器由于断路器强制熄弧(截流)产生的过电压，与断路器型式、变压器铁芯材料、绕组型式、回路元件参数和系统接地方式等有关。

当开断具有冷轧硅钢片的变压器时，过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

开断具有热轧硅钢片铁芯的 110kV 及 220kV 变压器的过电压一般不超过 3.0p.u.；66kV 及以下变压器一般不超过 4.0p.u.。

采用熄弧性能较强的断路器开断激磁电流较大的变压器以及并联电抗补偿装置产生的高幅值过电压，可在断路器的非电源侧装设阀式避雷器加以限制。保护变压器的避雷器可装在其高压侧或低压侧。但高低压侧系统接地方式不同时，低压侧宜装设操作过电压保护水平较低的避雷器。

(2)在可能只带一条线路运行的变压器中性点消弧线圈上，宜用阀式避雷器限制切除最后一条线路两相接地故障时，强制开断消弧线圈电流在其上产生的过电压。

(3)空载变压器和并联电抗补偿装置合闸产生的操作过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

4.2.7　在开断高压感应电动机时，因断路器的截流、三相同时开断和高频重复重击穿等会产生过电压(后两种仅出现于真空断路器开断时)。过电压幅值与断路器熄弧性能、电动机和回路元件参数等有关。开断空载电动机的过电压一般不超过 2.5p.u.。开断启动过程中的电动机时，截流过电压和三相同时开断过电压可能超过 4.0p.u.，高频重复重击穿过电压可能超过 5.0p.u.。采用真空断路器或采用的少油断路器截流值较高时，宜在断路器与电动机之间装设旋转电机金属氧化物避雷器或 R-C 阻容吸收装置。

高压感应电动机合闸的操作过电压一般不超过 2.0p.u.，可不采取保护措施。

4.2.8　66kV 及以下系统发生单相间歇性电弧接地故障时，可产生过电压，过电压的高

低随接地方式不同而异。一般情况下最大过电压不超过下列数值：

不接地	3.5p.u.
消弧线圈接地系统	3.2p.u.
电阻接地	2.5p.u.

具有限流电抗器、电动机负荷，且设备参数配合不利的 3～10kV 某些不接地系统，发生单相间歇性电弧接地故障时，可能产生危及设备相间或相对地绝缘的过电压。对这种系统根据负荷性质和工程的重要程度，可进行必要的过电压预测，以确定保护方案。

4.2.9 采用无间隙金属氧化物避雷器限制各类操作过电压时，其持续运行电压和额定电压不应低于表 3 所列数值。避雷器应能承受操作过电压作用的能量。

4.2.10 为监测范围Ⅱ系统运行中出现的工频过电压、谐振过电压和操作过电压，宜在变电所安装过电压波形或幅值的自动记录装置，并妥为收集实测结果。

9.5 输电线路、配电装置及电气设备的绝缘配合方法及绝缘水平的确定

9.5.1 架空送电线路的绝缘配合

规范引用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

10.1 绝缘配合原则

10.1.1 按系统中出现的各种电压和保护装置的特性来确定设备绝缘水平，即进行绝缘配合时，应全面考虑设备造价、维修费用以及故障损失三个方面，力求取得较高的经济效益。

不同系统，因结构不同以及在不同的发展阶段，可以有不同的绝缘水平。

10.1.2 工频运行电压和暂时过电压下的绝缘配合：

(1)工频运行电压下电气装置电瓷外绝缘的爬电距离应符合相应环境污秽分级条件下的爬电比距要求。

(2)变电所电气设备应能承受一定幅值和时间的工频过电压和谐振过电压。

10.1.3 操作过电压下的绝缘配合：

(1)范围Ⅱ的架空线路确定其操作过电压要求的绝缘水平时，可用将过电压幅值和绝缘强度作为随机变量的统计法，并且仅考虑空载线路合闸、单相重合闸和成功的三相重合闸(如运行中使用时)过电压。

(2)范围Ⅱ的变电所电气设备操作冲击绝缘水平以及变电所绝缘子串、空气间隙的操作冲击绝缘强度，以避雷器相应保护水平为基础，进行绝缘配合。配合时，对非自恢复绝缘采用惯用法；对自恢复绝缘则仅将绝缘强度作为随机变量。

(3)范围Ⅰ的架空线路和变电所绝缘子串、空气间隙的操作过电压要求的绝缘水平，以计算用最大操作过电压为基础进行绝缘配合。将绝缘强度作为随机变量处理。

10.1.4 雷电过电压下的绝缘配合。

变电所中电气设备、绝缘子串和空气间隙的雷电冲击强度，以避雷器雷电保护水平为基础进行配合。配合时，对非自恢复绝缘采用惯用法，对自恢复绝缘仅将绝缘强度作为随机

变量。

10.1.5 用于操作雷电过电压绝缘配合的波形：

(1)操作冲击电压波。至最大值时间 250μs，波尾 2500μs。

注：①有绕组的电气设备除外。

②当采用其他波形时，绝缘配合裕度应符合《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)要求。

(2)雷电冲击电压波。波头时间 1.2μs，波尾 50μs。

10.1.6 进行绝缘配合时，对于范围Ⅱ的送电线路、变电所的绝缘子串、空气间隙在各种电压下的绝缘强度，宜采用仿真型塔(构架)试验数据。

10.1.7 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)中送电线路、变电所绝缘子串及空气间隙的绝缘配合公式均按标准气象条件给出。当送电线路、变电所因海拔高度引起气象条件变化而异于标准状态时，可参照附录D校正(海拔高度1000m及以下地区，按1000m条件校正)，以满足绝缘配合要求，并有如下规定：

(1)空气间隙。不考虑雨的影响，仅进行相对空气密度和湿度的校正。

(2)绝缘子串。工频污秽放电电压暂不进行校正。

(3)操作冲击电压波放电电压。按以下两种方法校正，且按严苛条件取值：

①考虑雨使绝缘子正极性冲击电压波放电电压降低5%(或采用实测数据)，再进行相对空气密度校正；

②不考虑雨的影响，但进行相对空气密度和湿度的校正。

10.1.8 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)中关于变电所电气设备绝缘配合的要求，适用于设备安装点海拔高度不超过1000m。当设备安装点海拔高度超过1000m时，可参照10.1.7考虑对设备外绝缘的耐受电压要求。

10.1.9 污秽区电瓷外绝缘的爬电距离按GB/T 16434—1997《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》执行。

10.1.10 范围Ⅰ的各电压级相对地计算用最大操作过电压的标幺值应该选取下列数值：

35kV及以下低电阻接地系统	3.2
66kV及以下(除低电阻接地系统外)	4.0
110kV及220kV	3.0

3～220kV电力系统，相间操作过电压宜取相对地过电压的1.3～1.4倍。

当采用金属氧化物避雷器限制操作过电压时，相对地及相间计算用最大操作过电压的标幺值须经研究确定。

10.2 架空送电线路的绝缘配合

10.2.1 0级污秽区线路绝缘子串：

a)每串绝缘子片数应符合工频电压的爬电距离要求，同时应符合操作过电压要求。

(1)由工频电压爬电距离要求的线路每串绝缘子片数应符合下式要求：

$$m \geqslant \frac{\lambda U_m}{K_e L_0} \tag{9-23}$$

式中：m——每串绝缘子片数；

U_m——系统最高电压(kV)；

λ——爬电比距,330kV 及以上为 1.45,220kV 及以下为 1.39(cm/kV);

L_0——每片悬式绝缘子的几何爬电距离(cm);

K_e——绝缘子爬电距离的有效系数,主要由各种绝缘子爬电距离在试验和运行中提高污秽耐压的有效性来确定;并以 XP—70 型绝缘子作为基础,其 K_e值取为 1。

几何爬电距离 290mm 的 XP—160 型绝缘子的 K_e暂取为 1。采用其他型式绝缘子时,K_e应由试验确定。

(2)操作过电压要求的线路绝缘子串正极性操作冲击电压波 50%放电电压 $\bar{u}_{s.l.i}$应符合式(9-24)的要求:

$$\bar{u}_{s.l.i} \geqslant K_1 U_0 \tag{9-24}$$

式中:U_0——对范围Ⅱ为线路相对地统计操作过电压,采用空载线路合闸、单相重合闸和成功的三相重合闸(如运行中使用时)中的较高值;对范围Ⅰ为计算用最大操作过电压(kV);

K_1——线路绝缘子串操作过电压统计配合系数,对范围Ⅱ取 1.25,对范围Ⅰ取 1.17。

10.2.2 线路(受风偏影响的)导线对杆塔的空气间隙:

绝缘子串风偏后,导线对杆塔的空气间隙应分别符合工频电压要求[见式(9-25)]、操作过电压要求[见式(9-26)]及雷电过电压要求。

悬垂绝缘子串风偏角计算用风压不均匀系数按附录 B 确定。

(1)风偏后线路导线对杆塔空气间隙的工频 50%放电电压 $\bar{u}_{i.s}$应符合下式的要求:

$$\bar{u}_{i.s} \geqslant K_2 u_m / \sqrt{3} \tag{9-25}$$

式中:K_2——线路空气间隙工频电压统计配合系数,对范围Ⅱ取 1.40;对 110kV 及 220kV 取 1.35,对 66kV 及以下取 1.20。

风偏计算用的风速取线路设计最大风速。

(2)风偏后线路导线对杆塔空气间隙的正极性操作冲击电压波 50%放电电压 $\bar{u}_{s.l.s}$应符合下式的要求:

$$\bar{u}_{s.l.s} \geqslant K_3 U_0 \tag{9-26}$$

式中:K_3——线路空气间隙操作过电压统计配合系数,对范围Ⅱ取 1.1;对范围Ⅰ取 1.03。

风偏计算用的风速取线路设计最大风速的 0.5 倍。

(3)风偏后线路导线对杆塔空气间隙的正极性雷电冲击电压波 50%放电电压,可选为绝缘子串相应电压的 0.85 倍(污秽区该间隙可仍按 0 级污秽区配合)。

风偏计算用的风速,对于线路设计最大风速小于 35m/s 的地区,一般采用 10m/s;最大风速在 35m/s 及以上以及雷暴时风速较大的地区,一般采用 15m/s。

10.2.3 送电线路采用 V 型绝缘子串时,V 型串每一分支的绝缘子片数应符合式(9-23)的要求。导线对杆塔的空气间隙应符合以下三种电压要求:

(1)工频电压。按式(9-25)确定,但 K_2 对范围Ⅱ取 1.50;对 110kV 及 220kV 取 1.40,对 66kV 及以下取 1.30。

(2)操作过电压。按式(9-26)确定,但 K_3 对范围Ⅱ取 1.25;对范围Ⅰ取 1.17。

(3)雷电过电压。应符合 6.1.3 线路耐雷水平的要求。

10.2.4 海拔不超过 1000m 地区架空送电线路绝缘子串及空气间隙不应小于表 9-16 所列数值。在进行绝缘配合时,考虑杆塔尺寸误差、横担变形和拉线施工误差等不利因素,空气间隙应留有一定裕度。

表 9-16 线路绝缘子每串最少片数和最小空气间隙 (单位:cm)

系统标称电压/kV	20	35	66	110	220	330	500
雷电过电压间隙	35	45	65	100	190	230(260)	330(370)
操作过电压间隙	12	25	50	70	145	195	270
工频电压间隙	5	10	20	25	55	90	130
悬垂绝缘子串的绝缘子个数	2	3	5	7	13	17(19)	25(28)

注:①绝缘子型式:一般为 XP 型;330kV、500kV 括号外为 XP_3 型。

②绝缘子适用于 0 级污秽。污秽地区绝缘加强时,间隙一般仍用表中的数值。

③330kV、500kV 括号内雷电过电压间隙与括号内绝缘子个数相对应,适用于发电厂、变电所进线保护段杆塔。

10.2.5 范围Ⅱ的线路绝缘在操作过电压下的闪络率的计算方法可参照附录 E。

10.2.6 具有一般高度杆塔的架空送电线路,雷击跳闸率可按附录 C 计算。

9.5.2 配电装置的绝缘配合

规 范 引 用 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

10.3.1 变电所绝缘子串。

清洁区变电所绝缘子串应同时符合以下三种电压要求:

(1)由工频电压爬电距离要求的变电所每串绝缘子片数参照式(9-23)确定。其中爬电比距 λ,对Ⅰ级污秽区取同级线路的 1.1 倍。

(2)变电所操作过电压要求的变电所绝缘子串正极性操作冲击电压波 50%放电电压 $\bar{u}_{s.s.i}$应符合下式的要求且不得低于变电所电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值:

$$\bar{u}_{s.s.i} = \frac{U_{p.1}}{1-3\sigma_3} \geqslant K_4 U_{p.1} \tag{9-27}$$

式中:$U_{p.1}$——对范围Ⅱ为线路型避雷器操作过电压保护水平;对范围Ⅰ则代之以计算用最大操作过电压[式(9-29)、式(9-30)和式(9-33)同此](kV);

σ_s——绝缘子串在操作过电压下放电电压的变异系数,5%;

K_4——变电所绝缘子串操作过电压配合系数,取 1.18。

(3)雷电过电压要求的变电所绝缘子串正极性雷电冲击电压波 50%放电电压 $\bar{u}_1$ 应符合下式的要求,且不得低于变电所电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值:

$$\bar{u}_1 \geqslant K_5 U_R \tag{9-28}$$

式中:U_R——避雷器(对范围Ⅱ为线路型)在标称雷电流下的额定残压值(对 500kV、330kV 和 220kV 以及 3~110kV 分别取标称雷电流为 20kA、10kA 和 5kA)(kV);

K_5——变电所绝缘子串雷电过电压配合系数,取 1.45。

10.3.2 变电所导线对构架的空气间隙。

空气间隙受导线风偏影响时,各种电压下用于绝缘配合的风偏角计算风速的选用原则与送电线路相同。

变电所导线对构架的受风偏及不受风偏影响的空气间隙应符合下列各项要求:

(1)变电所相对地空气间隙(包括不受风偏影响的间隙)与工频电压的配合和送电线路相同,见 10.2.2(1)。

(2)变电所相对地空气间隙的正极性操作冲击电压波50%放电电压$\bar{u}_{s.s.s}$应符合式(9-29)的要求：

$$\bar{u}_{s.s.s}=\frac{U_{p.1}}{1-2\sigma_{s.s}}\geqslant K_6U_{p.1} \tag{9-29}$$

$$\bar{u}_{s.s.s}=\frac{U_{p.1}}{1-3\sigma_{s.s}}\geqslant K_6U_{p.1} \tag{9-30}$$

式中：$\sigma_{s.s}$——变电所相对地空气间隙在操作过电压下放电电压的变异系数，5%；

K_6——变电所相对地空气间隙操作过电压配合系数，有风偏间隙取1.1[式(9-29)]，无风偏间隙取1.18[式(9-30)]。

c)变电所相对地空气间隙的正极性雷电冲击电压波50%放电电压$\bar{u}_{1.s}$应符合下式的要求：

$$\bar{u}_{1.s}\geqslant K_7U_R \tag{9-31}$$

式中：K_7——变电所相对地空气间隙雷电过电压配合系数，有风偏间隙取1.4；无风偏间隙取1.45。

10.3.3 变电所相间空气间隙：

(1)变电所相间空气间隙的工频50%放电电压$\bar{u}_{i.p.s}$应符合下式的要求：

$$\bar{u}_{i.p.s}\geqslant K_2U_m \tag{9-32}$$

(2)范围Ⅱ变电所相间空气间隙的50%操作冲击电压波放电电压$\bar{u}_{s.p.s}$应符合下式的要求：

$$\bar{u}_{s.p.s}=\frac{K_8U_{p.1}}{1-3\sigma_{s.p}}\geqslant K_9U_{p.1} \tag{9-33}$$

式中：$\sigma_{s.p}$——相间空气间隙在操作过电压下放电电压的变异系数，3.5%；

K_8——相间与相对地过电压的比值，对范围Ⅱ取1.7，对范围Ⅰ取1.4；

K_9——变电所相间空气间隙操作过电压配合系数，对范围Ⅱ取1.9，对范围Ⅰ取1.6。

(3)变电所的雷电过电压相间空气间隙可取相应对地间隙的1.1倍。

10.3.4 变电所的最小空气间隙。

(1)海拔不超过1000m地区变电所工频电压要求的最小空气间隙如表9-17所示。其中对于330kV和500kV为参考值。

表9-17 变电所工频电压要求的最小空气间隙 (单位：cm)

系统标称电压/kV	相对地	相间
35	15	15
66	30	30
110	30	50
220	60	90
330	110	170
500	160	240

b)对于海拔不超过1000m地区变电所操作和雷电过电压要求的最小空气间隙如表9-18所示。其中对于330kV和500kV为参考值。

表 9-18　变电所操作和雷电过电压要求的间隙　（单位：cm）

系统标称电压/kV	操作过电压		雷电过电压	
	相对地	相　间	相对地	相　间
35	40	40	40	40
66	65	65	65	65
110	90	100	90	100
220	180	200	180	200
330	230	270	220	240
500	350	430	320	360

c)海拔不超过 1000m 地区 3～20kV 高压配电装置的最小户外、户内的相对地、相间空气间隙如表 9-19 所示。

表 9-19　3kV～20kV 高压配电装置的空气间隙　（单位：cm）

系统标称电压/kV	户外	户内
3	20	7.5
6	20	10
10	20	12.5
15	30	15
20	30	18

注：相对地、相间取同一值

9.5.3　变电所电气设备的绝缘配合

规范引用　《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)

10.4.1　变电所电气设备与工频电压的配合：

(1)Ⅰ级污秽区变电所电气设备户外电瓷绝缘的爬电比距 λ 不应小于 1.60cm/kV(户外电瓷绝缘的瓷件平均直径 $D_m<300$mm)。不同 D_m 的爬电距离按下式计算：

$$L \geqslant K_d \lambda U_m \tag{9-34}$$

式中：L——电气设备户外电瓷绝缘的几何爬电距离(cm)；

K_d——电气设备户外电瓷绝缘爬电距离增大系数。

K_d 与瓷件直径 D_m 有关，对应不同的 D_m，宜采用如下的爬电距离增大系数 K_d：

$D_m<300$mm　　$K_d=1.0$

$300\text{mm}\leqslant D_m\leqslant 500$mm　　$K_d=1.1$

$D_m>500$mm　　$K_d=1.2$

断路器同极断口间灭弧室瓷套的爬电比距不应小于对地爬电比距要求值的 1.15

(252kV)或 1.2(363kV、550kV)倍。

(2)为保证变压器内绝缘在正常运行工频电压作用下的工作可靠性,应进行长时间工频耐压试验。变压器耐压值为 1.5 倍系统最高相电压。

10.4.2 变电所电气设备应能承受一定幅值和时间的工频过电压和谐振过电压。

10.4.3 范围Ⅱ变电所电气设备与操作过电压的绝缘配合:

(1)电气设备内绝缘:

①电气设备内绝缘相对地额定操作冲击耐压与避雷器操作过电压保护水平间的配合系数不应小于 1.15。

②变压器内绝缘相间额定操作冲击耐压应取其等于内绝缘相对地额定操作冲击耐压的 1.5 倍。

③断路器同极断口间内绝缘额定操作冲击耐压 $U_{\mathrm{s.d}}$应符合下式的要求:

$$U_{\mathrm{s.d}} \geqslant 1.15U_{\mathrm{p.1}} + \sqrt{2}U_m/\sqrt{3} \tag{9-35}$$

(2)电气设备外绝缘:

①电气设备外绝缘相对地干态额定操作冲击耐压与相应设备的内绝缘额定操作冲击耐压相同。淋雨耐压值可低 5%。

②变压器外绝缘相间干态额定操作冲击耐压与其内绝缘相间额定操作冲击耐压相同。

③断路器、隔离开关同极断口间外绝缘额定操作冲击耐压与断路器断口间内绝缘的相应值相同。

10.4.4 变电所电气设备与雷电过电压的绝缘配合。

(1)变压器内、外绝缘的全波额定雷电冲击耐压与变电所避雷器标称放电电流[参见 10.3.1(3)]下的残压间的配合系数取 1.4。

(2)并联电抗器、高压电器、电流互感器、单独试验的套管、母线支持绝缘子及电缆和其附件等的全波额定雷电冲击耐压与避雷器标称放电电流[参见 10.3.1(3)]下的残压间的配合系数取 1.4。

(3)变压器、并联电抗器及电流互感器截波额定雷电冲击耐压取相应设备全波额定雷电冲击耐压的 1.1 倍。

(4)断路器同极断口间内绝缘以及断路器、隔离开关同极断口间外绝缘的全波雷电冲击耐压 $\mathrm{U_{l.d}}$应符合式(9-36)要求:

$$U_{l.\mathrm{d}} \geqslant U_{l.\mathrm{e}} + U_m/\sqrt{3} \tag{9-36}$$

式中:$U_{l.\mathrm{e}}$——断路器、隔离开关全波额定雷电冲击耐压(kV)。

10.4.5 电气设备耐受电压的选择。

对 3～500kV 电气设备随其所在系统接地方式的不同、暂时过电压的差别及所选用的保护用阀式避雷器型式、特性的差异,将有不同的耐受电压要求。以下各表所列耐受电压数据适用于海拔高度 1000m 及以下地区的电气设备。

(1)电压范围Ⅰ(3.5kV$<U_m\leqslant$252kV)电气设备选用的耐受电压。表 9-20 给出了相应数据。

表 9-20　电压范围Ⅰ电气设备选用的耐受电压

系统标称电压/kV	设备最高电压/kV	设备类别	雷电冲击耐受电压/kV				短时(1min)工频耐受电压(有效值)/kV			
			相对地	相　间	断口		相对地	相　间	断口	
					断路器	隔离开关			断路器	隔离开关
3	3.6	变压器	40	40	—	—	20	20	—	—
		开关	40	40	40	46	25	25	25	27
6	7.2	变压器	60(40)	60(40)	—	—	25(20)	25(20)	—	—
		开关	60(40)	60(40)	60	70	30(20)	30(20)	30	34
10	12	变压器	75(60)	75(60)	—	—	35(28)	35(28)	—	—
		开关	75(60)	75(60)	75(60)	85(70)	42(28)	42(28)	42(28)	49(35)
15	18	变压器	105	105	—	—	45	45	—	—
		开关	105	105	115	—	46	46	56	—
20	24	变压器	125(95)	125(95)	—	—	55(50)	55(50)	—	—
		开关	125	125	125	145	65	65	65	79
35	40.5	变压器	185/200	185/200	—	—	80/85	80/85	—	—
		开关	185	185	185	215	95	95	95	118
66	72.5	变压器	350	350	—	—	150	150	—	—
		开关	325	325	325	375	155	155	155	197
110	126	变压器	450/480	450/480	—	—	185/200	185/200	—	—
		开关	450、550	450、550	450、550	520、630	200、230	200、230	200、230	225、265
220	252	变压器	850、950	850、950	—	—	360、395	360、395	—	—
		开关	850、950	850、950	850、950	950、1050	360、395	360、395	360、395	410、460

注：①分子、分母数据分别对应外绝缘和内绝缘。
②括号内和外数据分别对应是和非低电阻接地系统。
③开关类设备将设备最高电压称作额定电压。

(2)电压范围Ⅱ(U_m＞252kV)电气设备选用的耐受电压。表 9-21 给出了相应数据。

表 9-21　电压范围Ⅱ电气设备选用的耐受电压

系统标称电压/kV	设备最高电压/kV	雷电冲击耐受电压/kV		操作冲击耐受电压/kV			短时(1min)工频耐受电压(有效值)/ kV	
		相对地	断　口	相对地	相　间	断　口	相对地	断　口
330	363	1050	1050＋205	850	1300	850＋295	460	520
		1175	1175＋205	950	1425		510	580
500	550	1425	1425＋315	1050	1675	1050＋450	630	790
		1550	1550＋315	1175	1800		680	790

(3)电力变压器、高压并联电抗器中性点及其接地电抗器选用的耐受电压。表 9-22 给出了相应数据。

表 9-22 电力变压器、高压并联电抗器中性点及其接地电抗器选用的耐受电压

系统标称电压/kV	系统最高电压/kV	中性点接地方式	雷电全波和截波耐受电压/kV	短时工频耐受电压(有效值)/kV
110	126		250	95
220	252	直接接地 经接地电抗器接地 不接地	185 185 400	85 85 200
330	363	直接接地 经接地电抗器接地	185 250	85 105
500	550	直接接地 经接地电抗器接地	185 325	85 140

注 中性点经接地电抗器接地时,其电抗值与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比小于等于 1/3。

10 接 地

10.1 交流电气装置的接地设计

10.1.1 交流电气装置接地的一般规定

10.1.1.1 接地装置要求

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

3.1.1 电力系统、装置或设备应按规定接地。接地装置应充分利用自然接地极接地，但应校验自然接地极的热稳定性。

3.1.2 发电厂和变电站内，不同用途和不同额定电压的电气装置或设备，除另有规定外应使用一个总的接地网。接地网的接地电阻应符合其中最小值的要求。

10.1.1.2 接地电阻计算要求

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

3.1.3 设计接地装置时，应计及土壤干燥或降雨和冻结等季节变化的影响，接地电阻、接触电位差和跨步电位差在四季中均应符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)的要求。但雷电保护接地的接地电阻，可只采用在雷季中土壤干燥状态下的最大值。典型人工接地极的接地电阻可按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录A计算。

10.1.1.3 接地装置的接触电位差和跨步电位差规定要求值

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

4.2.2 确定发电厂和变电站接地网的型式和布置时，应符合下列要求：

1. 110kV及以上有效接地系统和6～35kV低电阻接地系统发生单相接地或同点两相接地时，发电厂和变电站接地网的接触电位差和跨步电位差不应超过由下列公式计算所得的数值：

$$U_t = \frac{174 + 0.17\rho_s C_s}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_s = \frac{174 + 0.7\rho_s C_s}{\sqrt{t_s}}$$

式中：U_t——接触电位差允许值(V)；

U_s——跨步电位差允许值(V)；

ρ_s——地表层的电阻率(m)；

C_s——表层衰减系数，按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录C的规定确定；

t_s——接地故障电流持续时间，与接地装置热稳定校验的接地故障等效持续时间 t_e 取相同值(s)。

2.6～66kV不接地、谐振接地和高电阻接地的系统，发生单相接地故障后，当不迅速切除故障时，发电厂和变电站接地装置的接触电位差和跨步电位差不应超过下列公式计算所得的数值：

$$U_t = 50 + 0.05\rho_s C_s \quad (4.2.2\text{-}3)$$

$$U_t = 50 + 0.2\rho_s C_s \quad (4.2.2\text{-}4)$$

10.1.1.4 A类电气装置保护接地的范围

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

3.2.1 电力系统、装置或设备的下列部分(给定点)应接地：

1. 有效接地系统中部分变压器的中性点和有效接地系统中部分变压器、谐振接地、低电阻接地以及高电阻接地系统的中性点所接设备的接地端子。

2. 高压并联电抗器中性点接地电抗器的接地端子。

3. 电机、变压器和高压电器等的底座和外壳。

4. 发电机中性点柜的外壳、发电机出线柜、封闭母线的外壳和变压器、开关柜等(配套)的金属母线槽等。

5. 气体绝缘金属封闭开关设备的接地端子。

6. 配电、控制和保护用的屏(柜、箱)等的金属框架。

7. 箱式变电站和环网柜的金属箱体等。

8. 发电厂、变电站电缆沟和电缆隧道内，以及地上各种电缆金属支架等。

9. 屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构，以及靠近带电部分的金属围栏和金属门。

10. 电力电缆接线盒、终端盒的外壳，电力电缆的金属护套或屏蔽层，穿线的钢管和电缆桥架等。

11. 装有地线(架空地线，又称避雷线)的架空线路杆塔。

12. 除沥青地面的居民区外，其他居民区内，不接地、谐振接地和高电阻接地系统中无地线架空线路的金属杆塔。

13. 装在配电线路杆塔上的开关设备、电容器等电气装置。

14. 高压电气装置传动装置。

15. 附属于高压电气装置的互感器的二次绕组和铠装控制电缆的外皮。

3.2.2　附属于高压电气装置和电力生产设施的二次设备等的下列金属部分可不接地：

1. 在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内，交流标称电压380V及以下、直流标称电压220V及以下的电气装置外壳，但当维护人员可能同时触及电气装置外壳和接地物件时除外。

2. 安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳，以及当发生绝缘损坏时在支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等。

3. 安装在已接地的金属架构上，且保证电气接触良好的设备。

4. 标称电压220V及以下的蓄电池室内的支架。

10.1.2　A类电气装置接地电阻的要求

10.1.2.1　发电厂、变电所电气装置的接地电阻

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

4.2.1　保护接地要求的发电厂和变电站接地网的接地电阻，应符合下列要求：

1. 有效接地系统和低电阻接地系统，应符合下列要求：

(1)接地网的接地电阻宜符合下列公式的要求，且保护接地接至变电站接地网的站用变压器的低压侧应采用TN系统，低压电气装置应采用(含建筑物钢筋的)保护总等电位联结系统：

$$R \leqslant 2000/I_G \tag{4.2.1-1}$$

式中：R——采用季节变化的最大接地电阻(Ω)；

I_G——计算用经接地网入地的最大接地故障不对称电流有效值(A)，应按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录B确定。

I_G应采用设计水平年系统最大运行方式下在接地网内、外发生接地故障时，经接地网流入地中并计及直流分量的最大接地故障电流有效值。对其计算时，还应计算系统中各接地中性点间的故障电流分配，以及避雷线中分走的接地故障电流。

(2)当接地网的接地电阻不符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)式(4.2.1-1)的要求时，可通过技术经济比较适当增大接地电阻。在符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)第4.3.3条的规定时，接地网地电位升高可提高至5kV。必要时，经专门计算，且采取的措施可确保人身和设备安全可靠时，接地网地电位升高还可进一步提高。

2. 不接地、谐振接地和高电阻接地系统，应符合下列要求：

(1)接地网的接地电阻应符合下列公式的要求，但不应大于4Ω，且保护接地接至变电站接地网的站用变压器的低压侧电气装置，应采用(含建筑物钢筋的)保护总等电位联结系统：

$$R \leqslant \frac{120}{I_g} \tag{4.2.1-2}$$

式中：R——采用季节变化的最大接地电阻(Ω)；

I_g——计算用的接地网入地对称电流(A)。

(2)谐振接地系统中，计算发电厂和变电站接地网的入地对称电流时，对于装有自动

跟踪补偿消弧装置(含非自动调节的消弧线圈)的发电厂和变电站电气装置的接地网,计算电流等于接在同一接地网中同一系统各自动跟踪补偿消弧装置额定电流总和的 1.25 倍;对于不装自动跟踪补偿消弧装置的发电厂和变电站电气装置的接地网,计算电流等于系统中断开最大一套自动跟踪补偿消弧装置或系统中最长线路被切除时的最大可能残余电流值。

10.1.2.2 架空线路的接地电阻

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

5.1.1 6kV 及以上无地线线路钢筋混凝土杆宜接地,金属杆塔应接地,接地电阻不宜超过 30Ω。

5.1.3 有地线的线路杆塔的工频接地电阻,不宜超过表 10-1 的规定。

表 10-1 有地线的线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 ρ/(Ω·m)	$\rho\leqslant100$	$100<\rho\leqslant500$	$500<\rho\leqslant1000$	$1000<\rho\leqslant2000$	$\rho>2000$
接地电阻/Ω	10	15	20	25	30

5.1.6 计算雷电保护接地装置所采用的土壤电阻率时,应取雷季中最大值,并应按下式计算:

$$\rho=\rho_0\varphi \tag{5.1.6}$$

式中:ρ——土壤电阻率,土壤和水的电阻率可参考《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录 J 的规定取值(Ω·m);

ρ_0——雷季中无雨水时所测得的土壤电阻率(Ω·m);

φ——土壤干燥时的季节系数,应按表 10-2 的规定取值。

表 10-2 土壤干燥时的季节系数

埋深/m	φ 值	
	水平接地极	2~3m 的垂直接地极
0.5	1.4~1.8	1.2~1.4
0.8~1.0	1.25~1.45	1.15~1.3
2.5~3.0	1.0~1.1	1.0~1.1

5.1.7 单独接地极或杆塔接地装置的冲击接地电阻,可按下式计算:

$$R_i=\alpha R \tag{5.1.7}$$

式中:R_i——单独接地极或杆塔接地装置的冲击接地电阻(Ω);

R——单独接地极或杆塔接地装置的工频接地电阻(Ω);

α——单独接地极或杆塔接地装置的冲击系数,可按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录 F 的规定取值。

10.1.2.3 配电电气装置的接地电阻

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

6.1.1 工作于不接地、谐振接地和高电阻接地系统、向1kV及以下低压电气装置供电的高压配电电气装置，其保护接地的接地电阻应符合下式的要求，且不应大于4Ω：

$$R \leqslant 50/I \tag{6.1.1}$$

式中：R——因季节变化的最大接地电阻(Ω)；

I——计算用的单相接地故障电流；谐振接地系统为故障点残余电流。

6.1.2 低电阻接地系统的高压配电电气装置，其保护接地的接地电阻应符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)公式(4.2.1-1)的要求，且不应大于4Ω。

6.1.3 保护配电变压器的避雷器其接地应与变压器保护接地共用接地装置。

6.1.4 保护配电柱上断路器、负荷开关和电容器组等的避雷器的接地导体(线)，应与设备外壳相连，接地装置的接地电阻不应大于10Ω。

10.1.3 A类电气装置的接地装置设计

10.1.3.1 接地装置的一般规定

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

4.1.2 设计人员应根据有关建筑物的布置、结构、钢筋配置情况，确定可利用作为接地网的自然接地极。

4.1.3 设计人员应根据当前和远景的最大运行方式下一次系统电气接线、母线连接的送电线路状况、故障时系统的电抗与电阻比值等，确定设计水平年的最大接地故障不对称电流有效值。

4.1.4 设计人员应计算确定流过设备外壳接地导体(线)和经接地网入地的最大接地故障不对称电流有效值。

4.1.5 接地网的尺寸及结构应根据站址土壤结构和其电阻率，以及要求的接地网的接地电阻值初步拟定，并宜通过数值计算获得接地网的接地电阻值和地电位升高，且将其与要求的限值比较，并通过修正接地网设计使其满足要求。

4.1.6 设计人员应通过计算获得地表面的接触电位差和跨步电位差分布，并应将最大接触电位差和最大跨步电位差与允许值加以比较。不满足要求时，应采取降低措施或采取提高允许值的措施。

4.1.7 接地导体(线)和接地极的材质和相应的截面，应计及设计使用年限内土壤对其的腐蚀，通过热稳定校验确定。

4.1.8 设计人员应根据实测结果校验设计。当不满足要求时，应补充与完善或增加防护措施。

10.1.3.2 发电厂、变电所电气装置的接地装置

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

4.3.1 发电厂和变电站水平接地网应符合下列要求:

1. 水平接地网应利用直接埋入地中或水中的自然接地极,发电厂和变电站接地网除应利用自然接地极外,还应敷设人工接地极。

2. 当利用自然接地极和引外接地装置时,应采用不少于2根导线在不同地点与水平接地网相连接。

3. 发电厂(不含水力发电厂)和变电站的接地网,应与110kV及以上架空线路的地线直接相连,并应有便于分开的连接点。6~66kV架空线路的地线不得直接和发电厂和变电站配电装置架构相连。发电厂和变电站接地网应在地下与架空线路地线的接地装置相连接,连接线埋在地中的长度不应小于15m。

4.3.4 人工接地极,水平敷设时可采用圆钢、扁钢;垂直敷设时可采用角钢或钢管。腐蚀较重地区采用铜或铜覆钢材时,水平敷设的人工接地极可采用圆铜、扁铜、铜绞线、铜覆钢绞线、铜覆圆钢或铜覆扁钢;垂直敷设的人工接地极可采用圆铜或铜覆圆钢等。

10.1.3.3 架空线路杆塔的接地装置

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

5.1.2 除多雷区外,沥青路面上的架空线路的钢筋混凝土杆塔和金属杆塔,以及有运行经验的地区,可不另设人工接地装置。

5.1.4 66kV及以上钢筋混凝土杆铁横担和钢筋混凝土横担线路的地线支架、导线横担与绝缘子固定部分或瓷横担固定部分之间,宜有可靠的电气连接,并应与接地引下线相连。主杆非预应力钢筋上下已用绑扎或焊接连成电气通路时,可兼作接地引下线。利用钢筋兼作接地引下线的钢筋混凝土电杆时,其钢筋与接地螺母、铁横担间应有可靠的电气连接。

5.1.5 高压架空线路杆塔的接地装置,可采用下列型式:

1. 在土壤电阻率$\rho \leqslant 100\Omega \cdot m$的潮湿地区,可利用铁塔和钢筋混凝土杆自然接地。发电厂和变电站的进线段,应另设雷电保护接地装置。在居民区,当自然接地电阻符合要求时,可不设人工接地装置。

2. 在土壤电阻率$100\Omega \cdot m < \rho \leqslant 300\Omega \cdot m$的地区,除应利用铁塔和钢筋混凝土杆的自然接地外,并应增设人工接地装置,接地极埋设深度不宜小于0.6m。

3. 在土壤电阻率$300\Omega \cdot m < \rho \leqslant 2000\Omega \cdot m$的地区,可采用水平敷设的接地装置,接地极埋设深度不宜小于0.5m。

4. 在土壤电阻率$\rho > 2000\Omega \cdot m$的地区,接地电阻很难降到30Ω以下时,可采用6~8根总长度不超过500m的放射形接地极或采用连续伸长接地极。放射形接地极可采用长短结合的方式。接地极埋设深度不宜小于0.3m。接地电阻可不受限制。

5. 居民区和水田中的接地装置,宜围绕杆塔基础敷设成闭合环形。

6. 放射形接地极每根的最大长度应符合表10-3的规定:

表 10-3 放射形接地极每根的最大长度

土壤电阻率/(Ω·m)	≤500	500<ρ≤1000	1000<ρ≤2000	2000<ρ≤5000
最大长度/m	40	60	80	100

7. 在高土壤电阻率地区应采用放射形接地装置,且在杆塔基础的放射形接地极每根长度的 1.5 倍范围内有土壤电阻率较低的地带时,可部分采用引外接地或其他措施。

10.1.3.4 配电电气装置的接地装置

《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

规范引用

6.2.1 户外箱式变压器、环网柜和柱上配电变压器等电气装置,宜敷设围绕户外箱式变压器、环网柜和柱上配电变压器的闭合环形的接地装置。居民区附近人行道路宜采用沥青路面。

6.2.2 与户外箱式变压器和环网柜内所有电气装置的外露导电部分连接的接地母线,应与闭合环形接地装置相连接。

6.2.3 配电变压器等电气装置安装在由其供电的建筑物内的配电装置室时,其所设接地装置应与建筑物基础钢筋等相连。配电变压器室内所有电气装置的外露导电部分应连接至该室内的接地母线,该接地母线应再连接至配电装置室的接地装置。

6.2.4 引入配电装置室的每条架空线路安装的金属氧化物避雷器的接地导体(线),应与配电装置室的接地装置连接,但在入地处应敷设集中接地装置。

10.1.4 低压系统接地型式和 B 类电气装置的接地电阻的要求

10.1.4.1 系统接地型式

《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

规范引用

7.1.1 低压系统接地的型式可分为 TN、TT 和 IT 等 3 种。

7.1.2 TN 系统可分为单电源系统和多电源系统,并应分别符合下列要求:

1. 对于单电源系统,TN 电源系统在电源处应有一点直接接地,装置的外露可导电部分应经 PE 接到接地点。TN 系统可按 N 和 PE 的配置,分为下列类型:

(1)TN-S 系统,整个系统应全部采用单独的 PE,装置的 PE 也可另外增设接地(图 10-1~图 10-3)。

(2)TN-C-S 系统,系统中的一部分,N 的功能和 PE 的功能合并在一根导体中(图 10-4~图 10-6)。图 10-4 中装置的 PEN 或 PE 导体可另外增设接地。图 10-5 和图 10-6 中对配电系统的 PEN 和装置的 PE 导体也可另外增设接地。

3)TN-C 系统,在全系统中,N 的功能和 PE 的功能合并在一根导体中(图 10-7)。装置的 PEN 也可另外增设接地。

2. 对于具有多电源的 TN 系统,应避免工作电流流过不期望的路径。

对用电设备采用单独的 PE 和 N 的多电源 TN-C-S 系统(图 10-8),仅有两相负荷和三相负荷的情况下,无需配出 N,PE 宜多处接地。

对用电设备采用单独的 PE 和 N 的多电源 TN-C-S 系统(图 10-8)和对于具有多电源的

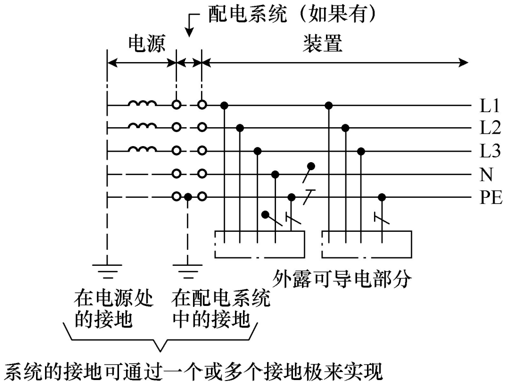


图 10-1　全系统将 N 与 PE 分开的 TN-S 系统

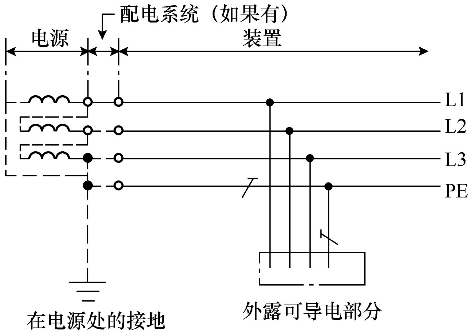


图 10-2　全系统将被接地的相导体与 PE 分开的 TN-S 系统

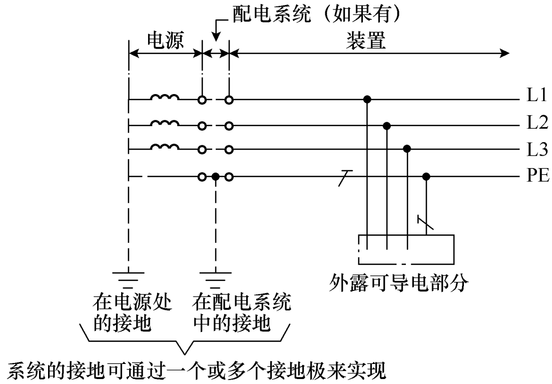


图 10-3　全系统采用接地的 PE 和未配出 N 的 TN-S 系统

TN 系统(图 10-9)，应符合下列要求：

(1)不应在变压器的中性点或发电机的星形点直接对地连接。

(2)变压器的中性点或发电机的星形点之间相互连接的导体应绝缘，且不得将其与用电设备连接。

(3)电源中性点间相互连接的导体与 PE 之间，应只一点连接，并应设置在总配电屏内。

(4)对装置的 PE 可另外增设接地。

(5)PE 的标志，应符合现行国家标准《人机界面标志标识的基本和安全规则导体的颜色或字母数字标识》(GB 7947—2010)的有关规定。

6)系统的任何扩展，应确保防护措施的正常功能不受影响。

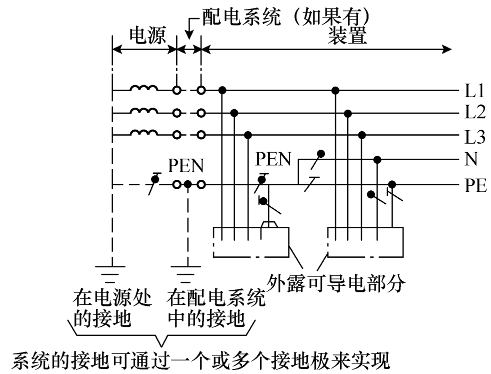


图 10-4　在装置非受电点的某处将 PEN 分离成 PE 和 N 的三相四线制的 TN-C-S 系统

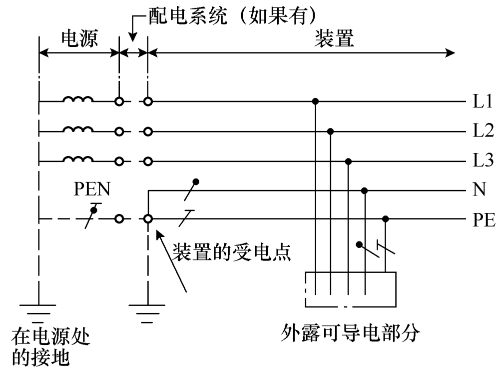


图 10-5　在装置的受电点将 PEN 分离成 PE 和 N 的三相四线制的 TN-C-S 系统

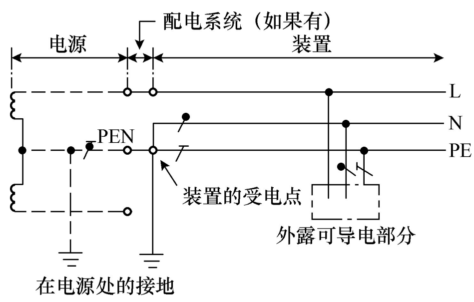


图 10-6　在装置的受电点将 PEN 分离成 PE 和 N 的单相两线制的 TN-C-S 系统

7.1.3　TT 系统应只有一点直接接地，装置的外露可导电部分应接到在电气上独立于电源系统接地的接地极上（图 10-10 和图 10-11）。对装置的 PE 可另外增设接地。

7.1.4　IT 电源系统的所有带电部分应与地隔离，或某一点通过阻抗接地。电气装置的外露可导电部分，应被单独地或集中地接地，也可按现行国家标准《低压电气装置 第 4-41 部分：安全防护 电击防护》（GB 16895.21—2011）的第 411.5 条的规定，接到系统的接地上（图 10-12 和图 10-13）。对装置的 PE 可另外增设接地，并应符合下列要求：

1. 该系统可经足够高的阻抗接地。
2. 可配出 N，也可不配出 N。

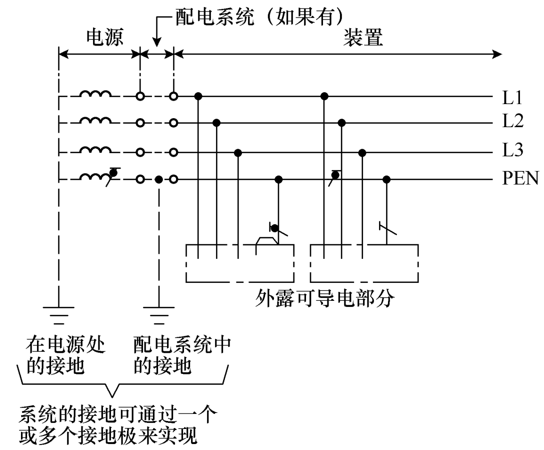


图 10-7　全系统采用将 N 的功能和 PE 的功能合并于一根导体的 TN-C 系统

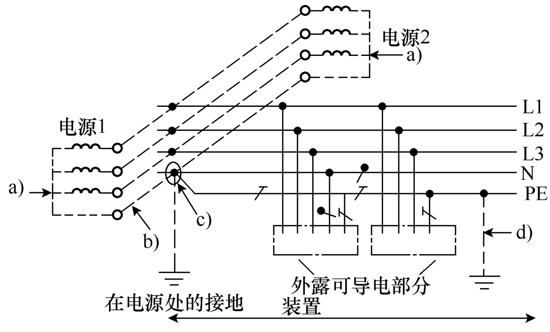


图 10-8　对用电设备采用单独的 PE 和 N 的多电源 TN-C-S 系统

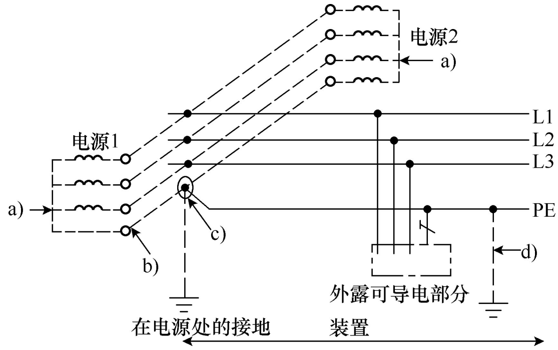


图 10-9　给两相或三相负荷供电的全系统内只有 PE 没有 N 的多电源 TN 系统

10.1.4.2　接地装置的接地电阻和总等电位连接

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065—2011

7.2.2　配电变压器设置在建筑物外其低压采用 TN 系统时，低压线路在引入建筑物处，PE 或 PEN 应重复接地，接地电阻不宜超过 10Ω。

7.2.3　中性点不接地 IT 系统的低压线路钢筋混凝土杆塔宜接地，金属杆塔应接地，接地电阻不宜超过 30Ω。

7.2.4　架空低压线路入户处的绝缘子铁脚宜接地，接地电阻不宜超过 30Ω。土壤电阻

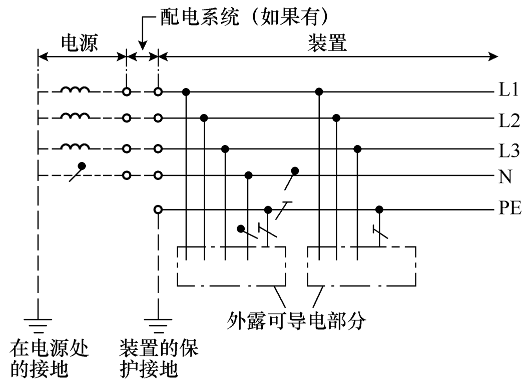


图 10-10 全部装置都采用分开的中性导体和保护导体的 TT 系统

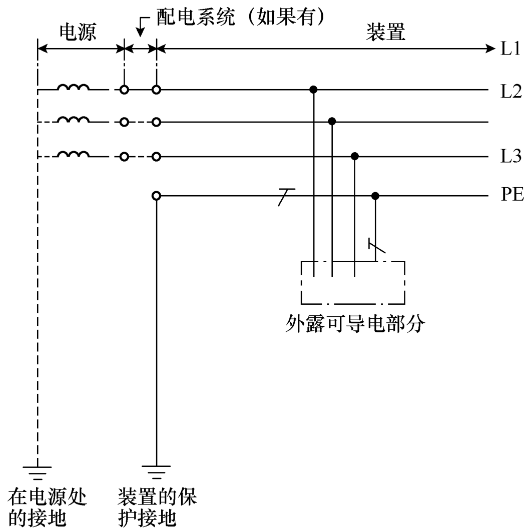


图 10-11 全部装置都具有接地的保护导体，但不配出中性导体的 TT 系统

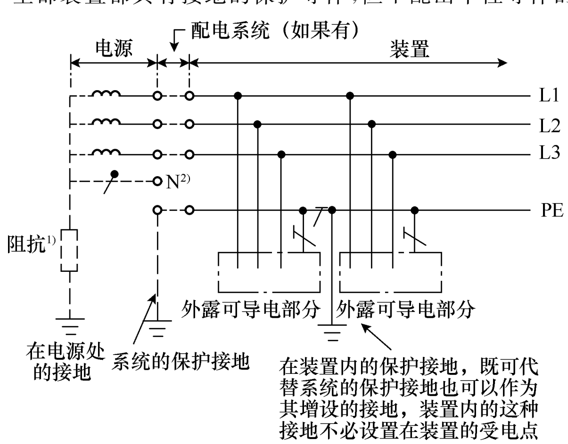


图 10-12 将所有的外露可导电部分采用 PE 相连后集中接地的 IT 系统

率在 200Ω·m 及以下地区的铁横担钢筋混凝土杆线路，可不另设人工接地装置。当绝缘子铁脚与建筑物内电气装置的接地装置相连时，可不另设接地装置。人员密集的公共场所的入户线，当钢筋混凝土杆的自然接地电阻大于 30Ω 时，入户处的绝缘子铁脚应接地，并应设专用的接地装置。

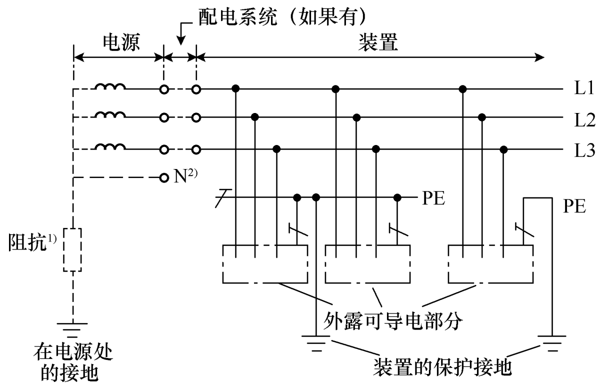


图 10-13 将外露可导电部分分组接地或独立接地的 IT 系统

7.2.7 TT 系统中电气装置外露可导电部分应设保护接地的接地装置，其接地电阻与外露可导电部分的保护导体电阻之和，应符合下式的要求：

$$R_A \leqslant 50/I_a \tag{7.2.7}$$

式中：R_A——季节变化时接地装置的最大接地电阻与外露可导电部分的保护导体电阻之和（Ω）；

I_a——保护电器自动动作的动作电流，当保护电器为剩余电流保护时，I_a为额定剩余电流动作电流 $I_{\Delta n}$，（A）。

7.2.9 IT 系统各电气装置的外露可导电部分其保护接地可共用同一接地装置，亦可个别地或成组地用单独的接地装置接地。每个接地装置的接地电阻应符合下式的要求：

$$R \leqslant 50/I_d \tag{7.2.9}$$

式中：R——外露可导电部分的接地装置因季节变化的最大接地电阻（Ω）；

I_d——相导体（线）和外露可导电部分间第一次出现阻抗可不计的故障时的故障电流（A）。

10.1.5 B 类电气装置的接地装置设计以及保护线的选择

10.1.5.1 一般要求

（1）接地装置的性能必须满足电气装置的安全和功能上的要求。

（2）按照电气装置的要求，保护接地或功能接地的接地装置可以采用共用的或分开的接地装置。

10.1.5.2 对地连接

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065－2011

8.1.2 接地极应符合下列要求：

1 对接地极的材料和尺寸的选择，应使其耐腐蚀又具有适当的机械强度。耐腐蚀和机械强度要求的埋入土壤中常用材料接地极的最小尺寸，应符合表 10-4 的规定。有防雷装置时，应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》(GB 50057—2010)的有关规定。

表 10-4 耐腐蚀和机械强度要求的埋入土壤中常用材料接地极的最小尺寸

材料	表面	形状	最小尺寸				
			直径/mm	截面积/mm^2	厚度/mm	镀层/护套的厚度/μm	
						单个值	平均值
钢	热镀锌或不锈钢	带状	—	90	3	63	70
		型材	—	90	3	63	70
		深埋接地极用的圆棒	16	—	—	63	70
		浅埋接地极用的圆线	10	—	—	—	50
		管状	25	—	2	47	55
	铜护套	深埋接地极用的圆棒	15	—	—	2000	—
	电镀铜护层	深埋水平接地极	—	90	3	70	—
		深埋接地极用的圆棒	14	—	—	254	—
铜	裸露	带状	—	50	2	—	—
		浅埋接地极用的圆线	—	25	—	—	—
	—	绞线	每根 1.8	25	—	—	—
		管线	20	—	2	—	—
	镀锡	绞线	每根 1.8	25	—	1	5
	镀锌	带状	—	50	2	20	40

注:①热镀锌或不锈钢可用作埋在混凝土中的电极;
②不锈钢不加镀层;
③钢带为带圆边的轧制的带状或切割的带状;
④铜镀锌带为带圆边的带状;
⑤在腐蚀性和机械损伤极低的场所,铜圆线可采用 $16mm^2$ 的截面;
⑥浅埋指埋设深度不超过 0.5m。

2. 接地极应根据土壤条件和所要求的接地电阻值,选择 1 个或多个。

3. 接地极可采用下列设施:

(1)嵌入地基的地下金属结构网(基础接地)。

(2)金属板。

(3)埋在地下混凝土(预应力混凝土除外)中的钢筋。

(4)金属棒或管子。

(5)金属带或线。

(6)根据当地条件或要求所设电缆的金属护套和其他金属护层。

(7)根据当地条件或要求设置的其他适用的地下金属网。

4. 在选择接地极类型和确定其埋地深度时,应符合现行国家标准《低压电气装置 第 4-41 部分:安全防护 电击防护》(GB 16895.21—2011)的有关规定,并应结合当地的条件,防止在土壤干燥和冻结的情况下,接地极的接地电阻增加到有损电击防护措施的程度。

5. 应注意在接地配置中采用不同材料时的电解腐蚀问题。

6. 用于输送可燃液体或气体的金属管道,不应用作接地极。

10.1.5.3 保护线

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065－2011

8.1.3 接地导体(线)应符合下列要求：

1. 接地导体(线)应符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)第8.2.1条的规定；埋入土壤中的接地导体(线)的最小截面积应符合表10-5的要求。

表10-5 埋入土壤中的接地导体(线)的最小截面积

防腐蚀保护	有防机械损伤保护	无防机械损伤保护
有	铜：2.5mm²	铜：16mm²
	钢：10mm²	钢：16mm²
无	铜：25mm²　钢：50mm²	

2. 接地导体(线)与接地极的连接应牢固，且应有良好的导电性能，并应采用放热焊接、压接器、夹具或其他机械连接器连接。

10.1.5.4 接地装置

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

8.1.1 低压电气装置的接地装置，应符合下列要求：

1. 接地配置可兼有或分别承担防护性和功能性的作用，但首先应满足防护的要求。

2. 低压电气装置本身有接地极时，应将该接地极用一接地导体(线)连接到总接地端子上。

3. 对接地配置要求中的对地连接，应符合下列要求：

(1)对装置的防护要求应可靠、适用。

(2)能将对地故障电流和PE电流传导入地。

(3)接地配置除保护要求外还有功能性的需要时，也应符合功能性的相应要求。

10.1.5.5 等电位连接接线

(1)等电位连接主母线的最小截面应不小于装置最大保护线截面的一半，并不应小于6mm²。当采用铜线时，其截面不宜大于25mm²。当采用其他金属时，则其截面应承载与之相当的载流量。

(2)连接两个外露导电部分的辅助等电位连接线，其截面不应小于接至该两个外露导电部分的较小保护线的截面。连接外露导电部分与装置外导电部分的辅助等电位连接线，其截面不应小于相应保护线截面的一半。

(3)当建筑物的水管被用作接地线或保护线时，水表必须跨接连接，其连接线的截面应根据其被用作保护线、等电位连接线或功能接地接地线的要求而采用适当的截面。

10.1.6 接地装置的热稳定校验

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

4.3.5 发电厂和变电站接地装置的热稳定校验,应符合下列要求:

1. 在有效接地系统及低电阻接地系统中,发电厂和变电站电气装置中电气装置接地导体(线)的截面,应按接地故障(短路)电流进行热稳定校验。接地导体(线)的最大允许温度和接地导体(线)截面的热稳定校验,应符合《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)附录E的规定。

2. 校验不接地、谐振接地和高电阻接地系统中,电气装置接地导体(线)在单相接地故障时的热稳定,敷设在地上的接地导体(线)长时间温度不应高于150℃,敷设在地下的接地导体(线)长时间温度不应高于100℃。

3. 接地装置接地极的截面,不宜小于连接至该接地装置的接地导体(线)截面的75%。

10.2 直流输电系统接地的基本要求

10.2.1 直流输电系统的接地设施

10.2.1.1 接地极线路

接地极线路是连接换流站中性母线与接地极导流系统的架空线路或地下电缆。架空接地极线路可用铁塔、水泥杆或木杆架设。如采用铁塔,应考虑在引线导体与铁塔间稍加绝缘,防止直流电流经铁塔底部使其受到电解腐蚀。

10.2.1.2 导流系统

导流系统是将接地极线路上的电流引导至接地馈电元件的装置。它由导流线和构架、隔离开关、馈电电缆及其连接件组成。馈电电缆是连接导流线和馈电元件的电缆,包括引流电缆和配电电缆。对于阳极应采用架空电缆接到每个电极单元,以避免电缆受到电解腐蚀。

10.2.1.3 接地极

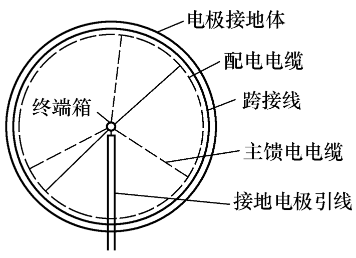
(1)接地极是可持续地为直流系统传递直流电流的接地装置,是由若干组接地导体和活性填充材料组成。安装在陆地上的接地极称为陆地接地极。安装在海水或海岸的接地极称为海洋或海岸接地极。

(2)陆地接地极如图10-14所示。

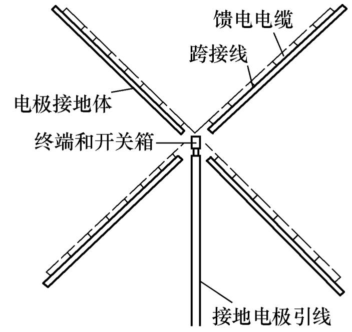
①水平(沟)型电极。接地电极(电极接地体,下同)按水平(沟)型布置,电极沿水平方向埋设,一般埋深1.2~8m。接地电极的布置又可分为环形、星形和直线形等水平布置形式。

②垂直(井)型电极。接地电极按垂直(井)型布置,电极元件由一些主轴垂直地面的散流元件组成,有埋在浅层的,更多的是埋在地下60m或更深的深层,以接触到更低的土壤电阻率。垂直电极单元的平面布置可选用直线形、圆形和网络形等。馈电元件采用垂直型时,其排放电解所产生的气体比较困难,一般要设置排气管。

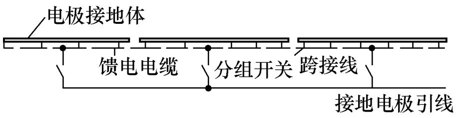
(3)海水接地极如图10-15所示。海水电阻率约为0.2Ω·m,而陆地电阻率则为10~



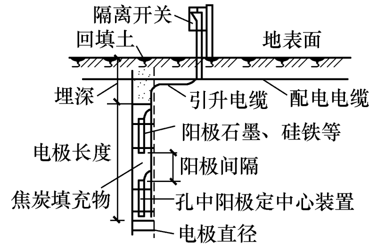
(a) 环形电极接地体



(b) 星形电极接地体



(c) 直线形电极接地体



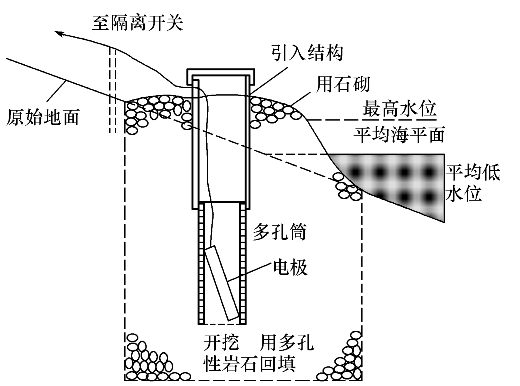
(d) 垂直电极接地体的一个电极单元

图 10-14　陆地电极接地体示意图

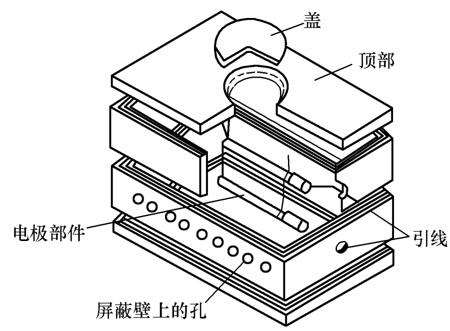
1000Ω·m 甚至更高,海水接地极可分为下列两种:

1)海岸接地极。其导电元件必须有支持物,并设有牢固的围栏式保护措施,且要求海水能方便流散,以便电极散热和排放阳极周围所产生的氯气和氧气。电极形状多数采用沿海岸直线形布置。

2)海洋接地极。在不宜选用陆地接地极或海岸接地极时,也可将电极设置在海底。如果仅作为阴极性的接地电极运行,采用海洋接地极是比较经济的,如果运行中需潮流反转要变更极性,则每个接地极均应按阳极要求设计。



(a) 海岸电极单元



(b) 海洋电极单元

图 10-15　海水电极示意图

10.2.2　直流输电系统的接线方式

直流输电系统一般是两端直流输电系统,一端为整流端,另一端为逆变端。其接线方式有单极大地回流方式、单极金属回流方式、双极两端不接地方式、双极两端接地方式、双极一

端接地方式等。其中，单极金属回流方式、双极两端不接地方式属于不接地方式；双极一端接地方式属于单点接地方式，接地极只起钳制中性点电位的作用；而对于单极大地回流方式及双极两端接地方式，接地极不仅是起着钳制中性点电位的作用，而且还为直流电流提供通路，这种接地方式需设置专门的接地系统（高压直流大地返回运行系统），且对该接地系统有着特殊的要求。

10.2.3 直流输电系统的接地方式

对单极大地回流方式，流过接地系统的电流等于线路上的系统运行电流。

对双极两端接地方式，按其运行方式的不同，对接地系统有不同的要求条件。如：按单极大地回流方式运行时，流过接地系统的电流等于线路上的运行电流；按双极对称运行方式时，双极两端中性点接地，在正常运行时，接地系统中仅流过不平衡电流，一般小于额定直流电流的1%，但当任意一极输电线或换流阀故障时，接地系统中的故障电流与故障极上的电流相同；按双极不对称方式运行时，因正负两极中电流不相等，流经接地系统中的电流为两极电流的差值；按同极并联（两个或多个同极并联）以大地为回线运行方式时，流过接地系统中的电流等于流过线路上的电流的总和。

在直流输电系统中，为使换流站中性点与陆地或海水的直流电流回路间进行连接，实现输送运行电流，而在每一端换流站及与其有适当距离的近区要求设置接地装置和设施—总称为高压直流大地返回运行系统。它主要包括接地极线路、接地极、导流系统及其辅助设施。

10.2.4 直流输电系统的接地设计

10.2.4.1 系统条件和技术条件

（1）直流大地返回运行系统应满足直流大地返回运行的电流及持续时间、设计寿命、接地极的极性以及对包括换流站、电力设施等在内的环境影响的技术要求。

（2）直流大地返回运行电流及其持续时间，应由系统规划设计部门提供。如无可靠资料，设计时可按下列数值：

①正常额定电流为系统额定直流电流 I_N。该电流最长持续时间为额定持续时间。对双极系统，一般取单极建成投运后至双极建成投运前的一段时间。

②最大过负荷电流，一般取 $1.1I_N$。该电流最长持续时间一般取冷却设备投运后最大过负荷电流下额定持续时间。

③最大暂态电流系指持续数秒的过负荷电流，一般取 $(1.25\sim1.5)I_N$。

④不平衡电流。对双极对称运行的直流输电系统，最大不平衡电流一般取 $0.01I_N$；对非对称运行的直流输电系统，取两极额定电流之差。

（3）接地极一般应按一次性建成投产进行设计，其设计寿命应与直流输电系统换流站相同。如无可靠资料，接地极设计寿命宜不少于30年。

（4）接地极的极性应满足系统运行和环保要求，并满足极性可逆转运行的安全性。

（5）应根据接地极阳极运行安时数确定接地极设计腐蚀寿命。在计算接地极阳极运行安时数时，应考虑下列情况：

①单极系统。对单极（或另一极先建成投运）系统，接地极的极性可由系统规划部门确定。如无可靠资料，设计时宜按阳极设计。

②双极系统单极运行。在双极系统投运后,应考虑一极检修或事故时,另一极(健全极)以大地回路运行情况。对此,应根据系统规划部门提供相关资料计算以阳极运行期间的安时数。

③双极运行。在双极运行期间,应根据系统条件选取(计算)不平衡电流以阳极运行的安时数。

(6)在任何情况下,接地极任意点的最高温度必须低于水的沸点。

(7)接地电极馈电元件宜分成若干段,任意一段退出(检修)或任意一根导流线断开,不影响接地极安全运行。

(8)在最大暂态电流下,接地极地面任意点最大跨步电压应满足下式的要求。

$$E_{my}=5+0.03\rho_s$$

式中:E_{my}——地面最大允许跨步电压,V/m;

ρ_s——表层土壤电阻率,Ω·m。

注:如地面任意点最大跨步电压不满足上式要求,应采取隔离措施。

(9)对靠近鱼塘的接地极,正常水中任意点的场强不大于1.25V/m。

(10)在正常额定电流下,极址地面任意点接触电动势不大于$(5+0.03\rho_s)$。

(11)在正常额定电流下,地面转移电动势对通信系统不大于60V。

10.2.4.2 接地极址选择

(1)接地极址的选择,应通过技术经济比较、择优选择,做到安全可靠、经济合理,对环境影响小。

(2)选址应按规划选址和工程选址两个阶段进行。对可能的极址方案,至少应对10km范围内的地形地貌、地质结构、水文气象等自然条件进行调查及评估;同时应了解地方发展规划,至少应收集极址50km范围内现有和规划的电力设施(变电站、线路等)、地下金属管线、铠装或接地电缆和线路等设施资料,以便对预选极址全面评估。

(3)接地极址与换流站、220kV及以上电压等级的交流变电站、地下金属管道、通信电缆、铁路等设施应有足够的距离。

(4)接地极址宜选择在远离城市和人口稠密的乡镇,交通方便,没有洪水冲刷和淹没,接地极线路走线方便的空旷的地带。由于海水电阻率比陆地土壤电阻率低很多,因此在有条件(如换流站与满岸的距离小于50m且海洋环境条件允许)的地方,一般宜优先考虑采用海洋或海岸接地极。

(5)当采用陆地接地极时,要求接地极址具有宽阔而又导电性能良好的散流区,特别是在极址附近的土壤电阻率宜在100Ω·m以下;土壤潮湿,但不宜有渍水;接地极埋设区地面应平坦,最大相对高差不宜大于5m。

(6)在技术经济比较论证合理的情况下,可以采用多换流站共用接地极(址)。

(7)在接地极论证和设计中,需要测定接地极址土壤主要物理参数,包括土壤电阻率、大地电性特性及其结构;土壤热导率,热容率;土壤最高温度、湿度、地下水位等。对土壤参数的设计取值,一般应以实际测量数据为依据,通过分析、统计和整理,合理取值,并保证设计采用的数据的可信度大于95%。

10.2.4.3 电极材料

(1)直流接地极材料系指馈电元件、石油焦炭及导流线(电缆)等主要材料。

(2)选择馈电元件材料应根据导电性能良好，抗腐蚀性强，机械加工方便，无毒副作用，经济性好的原则，结合工程和市场条件，通过技术经济比较确定。

(3)用于直流接地极的馈电元件宜为铁、高硅铸铁、高硅铬铁、石墨等材料。

(4)在土壤和地下水中 pH 值为 3～11，Cl^{1-} 与 SO_4^{2-} 离子含量之和小于 500mg/L 时，且阳极运行寿命小于 40×10^6 Ah 的陆地接地极，馈电元件宜采用铁材料。

(5)如腐蚀寿命大于 40×10^6 Ah 或土壤的 pH 值小于 3，馈电元件宜采用高硅铸(铬)铁或石墨。

(6)对海洋电极或海岸电极，馈电元件应采用高硅铬铁。

(7)所有的地下电缆宜采用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆，且芯对地标称额定电压不应低于 6kV。

10.2.4.4 电极布置

(1)陆地接地极馈电元件布置，应根据土壤电阻率参数分布情况和地形条件等比较确定。一般情况下，如深层(10m 以下)土壤电阻率低于浅层或地形明显崎岖不平，宜采用垂直井型布置；反之，宜采用水平沟型布置。水平型电极宜采用方形或矩形断面，垂直形电极断面宜为圆形；馈电元件位于中央，四周填充焦炭。

(2)在选择接地极布置形状时，应力求使溢流密度分布均匀，做到溢流密度平均偏差小于 10%，最大偏差系数宜小于 100%。为此，在选择或确定陆地电极形状时，一般宜遵循下列基本原则：

①在场地允许情况下，一般宜优先选择单圆环形布置，其次是双同心圆环形布置。

②如果地形整体性较差，宜采用星形布置；对于海岸电极或河岸电极，一般宜采用直线形布置。

(3)电极埋设深度一般按下列几方面，通过技术经济比较择优取值。

①控制地面跨步电压；

②电极应埋在土壤电阻率低、热特性好、水分充足的土壤中；

③尽量减小电极的埋设深度，以减少土方开挖量。

④避免外部因素破坏，避免大气温度对电气运行特性的影响。一般接地极埋设深度不宜小于 1.5m。

(4)电极尺寸系指接地电极总长度、焦炭断面边长和馈电元件直径。确定三者尺寸的原则是：在正常额定电流持续作用下接地极任意部位最高温度不应超过水的沸点；在最大暂态电流下，接地面任意点最大跨步电压不得大于允许值；在设计寿命期间，考虑腐蚀后馈电元件应满足载流要求。接地电极长度，一般应以满足发热条件为基础，以允许的最大跨步电压校核并优化接地极材料用量来确定。

10.2.4.5 导流系统及辅助设施

(1)来自换流站的接地极线路先接到导流线上，然后通过馈电电缆、隔离开关、配电电缆连接件，将电流导入到各馈电元件。设计导流系统时，应力求使流过同级别线路的电流相等或大体相等。

(2)导流线可以采用架空线或地下电缆，其布置应与电极形状配合，以便获得较好的分流特性。一般情况下，对于对称形布置的接地极，导流线也应是对称形布置。

(3)如馈电元件采用铁，可不用配电电缆。但如采用高硅铸铁或高硅铬铁，应设置专门

的配电电缆。

(4)每个电极段或配电电缆段一般应有两路引流电缆接入。为了检修或调试方便,在导流线或引流电缆间,应采用地面螺栓连接或设置户外隔离开关连接。如果采用隔离开关,隔离开关可布置在导流线构架上;额定电流不应小于该电极段总的入地电流,额定电压不低于6kV。

(5)宜在引流电缆位置安装电流分配监测,接地极温度、湿度等信息监测装置,以便获取或监视接地极的工作状态。

(6)水平(沟)型接地极宜安装注水装置。

(7)为了有利于排出接地极运行时产生的气体,保持接地极良好的运行特性,一般应为接地极设置排气装置,特别是深井型和海岸接地极。

10.2.4.6 对环境的影响

(1)地下金属构件

①如果接地极与地下金属管道、地下电缆、非电气化铁路等地下金属构件最小距离(d)小于10km,或者地下金属管道、地下电缆、非电气化铁路等地下金属构件的长度大于d,应计算接地极地电流对这些设施产生的不良影响。对电气化铁路,还应评估接地极地电流对供电变压器、牵引车变压器的磁饱和影响。

②对非绝缘的地下金属管道、铠装电缆,在正常额定电流下,如果泄漏电流密度大于$1\mu A/cm^2$或者累积腐蚀量(厚度)影响到其安全运行,应采取保护措施。

③对用水泥或沥青包裹绝缘的地下金属管道,在正常额定电流下,如管道对其周边土壤的电压超出$-1.5\sim-0.85V$范围,应采取保护措施。

④对通信电缆,应计算接地极电流对接地装置的腐蚀和电位升。在正常额定电流下,电缆接地点的电位升不应超过60V;累计对电缆的接地极装置的腐蚀不应影响电缆安全运行。

⑤对不满足上述技术要求的设施,应根据影响性质采取合适的保护措施,如分段绝缘、阴极保护、更换材料、搬迁等。

(2)电力变压器

①接地极址与变电站等电力设施应保持有一定距离;接地极址与换流站、220kV及以上电压等级交流变电站的直线距离不应小于10km,一般宜在20~60km之间选择;与架空地线接地的电力线路的最近距离宜大于5km。

②在进行极址方案论证时,应计算流过相关变压器中性点的直流电流,力求做到流过变压器中性点的直流电流不超过其允许值。如流过变压器中性点的接地直流电流大于允许值,应采取合适的限流或隔直装置。

10.2.4.7 接地极线路

(1)接地极线路属于大电流、低电压的直流输电线路,设计时应针对其技术特点,合理设计线路,做到安全、经济。

(2)接地极线路的绝缘配合,应满足线路正常工作电压、操作过电压、雷电过电压等条件下安全可靠地运行。

10.3 高土壤电阻率地区接地设计

10.3.1 高土壤电阻率地区接地电阻的要求

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气一次部分)

在高土壤电阻率($\rho>500\Omega\cdot m$)地区,接地装置要做到规定的接地电阻值可能会在技术经济上极不合理。因此,其接地电阻允许值可相应放宽。

在小接地短路电流系统中,电力设备的接地电阻≤30Ω。

发电厂和变电所的接地电阻≤15Ω。但应满足发生单相接地或同点两相接地时,接触电压和跨步电压的要求。

在大接地短路电流系统中,发电厂、变电所的接地电阻≤5Ω,但应满足第16-4节的要求。

独立避雷针(线)的独立接地装置的接地电阻作到10Ω有困难时,允许采用较高的接地电阻值,并可与主接地网连接,但从避雷针与主接地网的地下连接点至35kV及以下设备的接地线与主接地网的地下连接点,沿接地体的长度不得小于15m,且避雷针到被保护设施的空气中距离和地中距离还应符合防止避雷针对被保护设备反击的要求。

10.3.2 降低高土壤电阻率地区接地电阻的一般措施

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气一次部分)

在高土壤电阻率地区,应尽量降低其接地电阻,有下列措施可供选用。

1.敷设引外接地体

如在电力设备附近1km以内有电阻率较低的土壤,可敷设引外接地体,以降低厂、所内的接地电阻。经过公路的引外线,埋设深度不应小于0.8m。

对独立避雷针的引外接地,如附近有低电阻率的地层,为了减小冲击接地电阻,可以采用引外接地。

2.深埋式接地体

如地下较深处的土壤电阻率较低,可用井式或深埋式接地体。

在埋设地点选择时,应考虑以下几点:

(1)选在地下水较丰富及低压下水位较高的地方。

(2)接地网附近如有金属矿体,可将接地体插入矿体上,利用矿体来延长或扩大人工接地体的几何尺寸。

(3)多年冻土地图,深埋接地体可选在融区外。

(4)深埋接地体的间距宜大于20m,可不计互相屏蔽的影响。

3.填充电阻率较低的物质(或降阻剂)

(1)填充物要因地制宜,最好利用附近工厂的废渣,做到综合利用。置换材料的特性应

保证;电阻率低、不易流失、性能稳定、易于吸收和保持水分、无强烈腐蚀作用,并且施工简便、经济合理。

根据运行经验,以电石渣和低电阻率的粘土($\rho \leqslant 100\Omega \cdot m$)各半,加入5%食盐作成的置换材料较好,电阻率比较稳定。

填充物也可用好土及铁屑或中性长效降阻剂。国外有用三铬化钠和铬化物的。它不易被雨水溶解冲掉,是造纸厂的废料,较便宜。

(2)填充方法可采用人工接地坑(或沟)。

采用低电阻率的材料置换接地体附近小范围内的高电阻率的土石,对于减少单个或集中接地体的工频接地电阻具有显著的效果。但对于减小冲击接地电阻的效果却不大,甚至在大的冲击电流作用下,置换材料被电弧和火花放电所短路,不起作用。因此,当用于冲击接地时,在技术经济条件的情况下,应适当增大人工接地坑(沟)的几何尺寸。

置换材料必须磨碎。填入坑(沟)内的置换材料应分层淘捣紧,敷设时应保持25%~30%的湿度。为防止可溶物流失以及季节变化对材料电阻率的影响,在材料四周可填置一层低电阻率的粘土。

4.敷设水下接地网

(1)首先充分利用水工建筑物(水塔、水井、水池等)以及其它与水接触的金属部分作为自然接地体。此时在水下钢筋混凝土结构物内绑扎成的许多钢筋网中,选择一些纵横交叉点加以电焊,并与接地网连接起来。当水的电阻率$\rho=10\sim50\Omega \cdot m$时,位于水下钢筋混凝土每$100m^2$表面积散流电阻约为$2\sim3\Omega$。

(2)当利用水工建筑物作为自然接地体仍不能满足要求或有困难时,应优先在就近的水中(河水、井水、池水)敷设引外接地装置。该人工接地装置应注意如下几点:

①尽可能敷设与水源流速不大处或静水中,并妥为固定。在静水中可用大石压住,动水中则需少量锚固。

②在水域宽阔处,首先应尽可能增大占用水域的面积,其次才向水域的长度方向发展。

③水下接地网应与自然接地体保持足够的距离,以减少相互屏蔽的影响。

④水下接地网与岸上接地网的连接,可以利用自然接地体。有条件时,在连接处宜设置接地测量井。

⑤若水中含有较严重的腐蚀物时,钢材应镀锌,或采取其他防腐措施。

⑥当用河水时,只有含盐量较大时才有效。

5.充分利用架空线路的地线

把进所线路的地线全部连接起来,电流通过地线散流,对降低接地电阻也是有效的。

《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

规范引用

4.3.1 发电厂和变电站水平接地网应符合下列要求:

4.在高土壤电阻率地区,可采取下列降低接地电阻的措施:

(1)在发电厂和变电站2000m以内有较低电阻率的土壤时,敷设引外接地极;当地下较深处的土壤电阻率较低时,可采用井式、深钻式接地极或采用爆破式接地技术。

(2)填充电阻率较低的物质或降阻剂,但应确保填充材料不会加速接地极的腐蚀和其自身的热稳定。

(3)敷设水下接地网。水力发电厂可在水库、上游围堰、施工导流隧洞、尾水渠、下游河

道或附近的水源中的最低水位以下区域敷设人工接地极。

10.4　接地电阻、接触电位差、跨步电位差的计算

10.4.1　接地电阻的计算

10.4.1.1　发电厂、变电所接地电阻的计算

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

附录 A　土壤中人工接地极工频接地电阻的计算

A.0.1　均匀土壤中垂直接地极的接地电阻可按下列公式计算：

1　当 $l \geqslant d$ 时，接地电阻可按下式计算(图 10-16)：

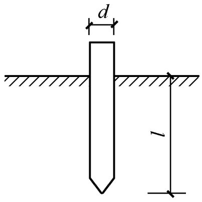


图 10-16　垂直接地极的示意

$$R_V = \frac{\rho}{2\pi l}\left(\ln\frac{8l}{d} - 1\right) \tag{A.0.1-1}$$

式中：R_V——垂直接地极的接地电阻(Ω)；

ρ——土壤电阻率(Ω·m)；

l——垂直接地极的长度(m)；

d——接地极用圆导体时，圆导体的直径(m)。

2　当接地极用其他型式导体时，其等效直径可按下式计算(图 10-17)：

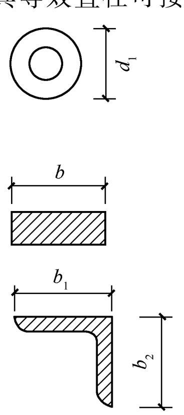


图 10-17　几种型式导体的计算用尺寸

$$管状导体，d = d_1 \tag{A.0.1-2}$$

$$扁导体，d = b/2 \tag{A.0.1-3}$$

$$等边角钢,d=0.84b \tag{A.0.1-4}$$

$$不等边角钢,d=0.71[d_1b_2(b_1^2+b_2^2)]^{0.25} \tag{A.0.1-5}$$

A.0.2 均匀土壤中不同形状水平接地极的接地电阻,可按下式计算:

$$R_h=\frac{\rho}{2\pi L}\left(\ln\frac{L^2}{hd}+A\right) \tag{A.0.2}$$

式中:R_h——水平接地极的接地电阻(Ω);

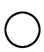
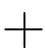
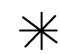
L——水平接地极的总长度(m);

h——水平接地极的埋设深度(m);

d——水平接地极的直径或等效直径(m);

A——水平接地极的形状系数,可按表10-6的规定采用。

表10-6 水平接地极的形状系数

水平接地极形状										
形状系数 A	−0.6	−0.18	0	0.48	0.89	1	2.19	3.03	4.71	5.65

A.0.3 均匀土壤中水平接地极为主边缘闭合的复合接地极(接地网)的接地电阻,可按下列公式计算:

$$R_n=\alpha_1R_e \tag{A.0.3-1}$$

$$\alpha_1=\left(3\ln\frac{L_0}{\sqrt{S}}-0.2\right)\frac{\sqrt{S}}{L_0} \tag{A.0.3-2}$$

$$R_e=0.213\frac{\rho}{\sqrt{S}}(1+B)+\frac{\rho}{2\pi L}\left(\ln\frac{S}{9hd}-5B\right) \tag{A.0.3-3}$$

$$B=\frac{1}{1+4.6\frac{h}{\sqrt{S}}} \tag{A.0.3-4}$$

式中:R_n——任意形状边缘闭合接地网的接地电阻(Ω);

R_e——等值(即等面积、等水平接地极总长度)方形接地网的接地电阻(Ω);

S——接地网的总面积(m^2);

d——水平接地极的直径或等效直径(m);

h——水平接地极的埋设深度(m);

L_0——接地网的外缘边线总长度(m);

L——水平接地极的总长度(m)。

A.0.4 均匀土壤中人工接地极工频接地电阻的简易计算,可相应采用下列公式:

垂直式:

$$R\approx0.3\rho \tag{A.0.4-1}$$

单根水平式:

$$R\approx0.03\rho \tag{A.0.4-2}$$

复合式(接地网):

$$R\approx0.5\frac{\rho}{\sqrt{S}}=0.28\frac{\rho}{r} \tag{A.0.4-3}$$

或 $$R \approx \frac{\sqrt{\pi}}{4} \times \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \tag{A.0.4-4}$$

式中：S——大于 100m^2 的闭合接地网的面积；

R——与接地网面积 S 等值的圆的半径，即等效半径(m)。

10.4.1.2 架空线路杆塔接地电阻的计算

规范引用 《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

附录F 架空线路杆塔接地电阻的计算

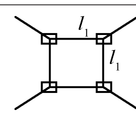
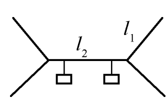
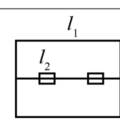
F.0.1 杆塔水平接地装置的工频接地电阻可按下式计算：

$$R = \frac{\rho}{2\pi L}\left(\ln \frac{L^2}{hd} + A_t\right)$$

式中：A_t——按表10-7取值；

L——按表10-7取值。

表10-7 A_t 和 L 的意义与取值

接地装置种类	形 状	参 数
铁塔接地装置		$A_t=1.76$ $L=4(l_1+l_2)$
钢筋混凝土杆放射型接地装置		$A_t=2.0$ $L=4l_1+l_2$
钢筋混凝土杆环型接地装置		$A_t=1.0$ $L=8l_2$(当 $l_1=0$) $L=4l_1$(当 $l_1\neq0$)

F.0.2 杆塔接地装置接地电阻的冲击系数，可按以下公式计算：

1. 铁塔接地装置：

$$\alpha = 0.74\rho^{-0.4}(7.0+\sqrt{L})[1.56-\exp(-3.0I_i^{-0.4})] \tag{F.0.2-1}$$

式中：I_i——流过杆塔接地装置或单独接地极的冲击电流(kA)；

ρ——以 Ω·m 表示的土壤电阻率。

2. 钢筋混凝土杆放射型接地装置：

$$\alpha = 1.36\rho^{-0.4}(1.3+\sqrt{L})[1.55-\exp(-4.0I_i^{-0.4})] \tag{F.0.2-2}$$

3. 钢筋混凝土杆环型接地装置：

$$\alpha = 2.94\rho^{-0.5}(6.0+\sqrt{L})[1.23-\exp(-2.0I_i^{-0.3})] \tag{F.0.2-3}$$

4. 单独接地极接地电阻的冲击系数的计算：

(1)垂直接地极：

$$\alpha = 2.75\rho^{-0.4}(1.8+\sqrt{L})[0.75-\exp(-1.50I_i^{-0.2})] \tag{F.0.2-4}$$

(2)单端流入冲击电流的水平接地极：

$$\alpha = 1.62\rho^{-0.4}(5.0+\sqrt{L})[0.79-\exp(-2.3I_i^{-0.2})] \tag{F.0.2-5}$$

(3)中部流入冲击电流的水平接地极：

$$\alpha = 1.16\rho^{-0.4}(7.1+\sqrt{L})[0.78-\exp](-2.3I_i^{-0.2}) \tag{F.0.2-6}$$

F.0.3　$\rho\leqslant 300\Omega\cdot m$时，可计及杆塔自然接地极的作用。其冲击系数可利用下式计算：

$$\alpha = \frac{1}{1.35+a_i I_i^{1.5}} \tag{F.0.3}$$

式中：a_i——对钢筋混凝土杆、钢筋混凝土桩和铁塔的基础(一个塔脚)，为0.053；对装配式钢筋混凝土基础(一个塔脚)和拉线盘(带拉线棒)，为0.038。

F.0.4　各种型式接地极的冲击利用系数η_i可采用表10-8的数值。工频利用系数可取0.90自然接地极，工频利用系数可取0.7。

表10-8　接地极的冲击利用系数 η_i

接地极型式	接地导体的根数	冲击利用系数	备　注
n根水平射线(每根长10～80m)	2 3 4～6	0.83～1.0 0.75～0.90 0.65～0.80	较小值用于较短的射线
以水平接地极连接的垂直接地极	2 3 4 6	0.80～0.85 0.70～0.80 0.70～0.75 0.65～0.70	$\frac{D(\text{垂直接地极间距})}{l(\text{垂直接地极长度})}=$ 2～3，较小值用于$\frac{D}{l}=2$时
自然接地极	拉线棒与拉线盘间 铁塔的各基础间 门型、各种拉线杆的各基础间	0.6 0.4～0.5 0.7	

F.0.5　各种型式接地装置工频接地电阻的计算，可采用表10-9的简易计算式。

表10-9　各种型式接地装置的工频接地电阻简易计算式

接地装置型式	杆塔型式	接地电阻简易计算式
n根水平射线($n\leqslant 12$，每根长约60m)	各型杆塔	$R\approx\frac{0.062\rho}{n+1.2}$
沿装配式基础周围敷设的深埋式接地极	铁塔 门型杆塔 V型拉线的门型杆塔	$R\approx 0.07\rho$ $R\approx 0.04\rho$ $R\approx 0.045\rho$
装配式基础的自然接地极	铁塔 门型杆塔 V型拉线的门型杆塔	$R\approx 0.1\rho$ $R\approx 0.06\rho$ $R\approx 0.09\rho$
钢筋混凝土杆的自然接地极	单杆 双杆 拉线单、双杆 一个拉线盘	$R\approx 0.3\rho$ $R\approx 0.2\rho$ $R\approx 0.1\rho$ $R\approx 0.28\rho$
深埋式接地与装配式基础自然接地的综合	铁塔 门型杆塔 V型拉线的门型杆塔	$R\approx 0.05\rho$ $R\approx 0.03\rho$ $R\approx 0.04\rho$

注：表中R为接地电阻(Ω)；ρ为土壤电阻率(Ω·m)。

10.4.2　接触电位差、跨步电位差的计算

10.4.2.1　接触电位差、跨步电位差

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

2.0.16　接触电位差

接地故障(短路)电流流过接地装置时,大地表面形成分布电位,在地面上到设备水平距离为1.0m处与设备外壳、架构或墙壁离地面的垂直距离2.0m处两点间的电位差。

2.0.18　跨步电位差

接地故障(短路)电流流过接地装置时,地面上水平距离为1.0m的两点间的电位差。

10.4.2.2　计算用入地短路电流的计算

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

附录B　经发电厂和变电站接地网和入地故障电流及地电位升高的计算

B.0.1　经发电厂和变电站接地网的入地接地故障电流,应计及故障电流直流分量的影响,设计接地网时应按接地网最大入地电流 I_G 进行设计。

4. 发电厂和变电站内、外发生接地短路时,经接地网入地的故障对称电流可分别按下列公式计算:

$$I_g=(I_{max}-I_n)S_{f1} \tag{B.0.1-1}$$

$$I_g=I_nS_{f2} \tag{B.0.1-2}$$

式中:I_{max}——发电厂和变电站内发生接地故障时的最大接地故障对称电流有效值(A);

I_n——发电厂和变电站内发生接地故障时流经其设备中性点的电流(A);

S_{f1}、S_{f2}——厂站内、外发生接地故障时的分流系数。

10.4.2.3　发生接地故障时,接地装置的电位、接触电位差和跨步电位差的计算

规范引用　《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065—2011)

附录D　均匀土壤中接地网拉地触电位差和跨步电位差的计算

D.0.3　等间距布置接地网的接触电位差和跨步电位差的计算。

1. 接地网初始设计时的网孔电压计算:

(1)接地网初始设计时的网孔电压可按下列公式计算:

$$U_m=\frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M} \tag{D.0.3-1}$$

$$K_m=\frac{1}{2\pi}\left[\ln\left(\frac{D^2}{16hd}+\frac{(D+2h)^2}{8Dd}-\frac{h}{4d}\right)+\frac{K_{ii}}{K_h}\ln\frac{8}{\pi(2n-1)}\right] \tag{D.0.3-2}$$

$$K_h=\sqrt{1+h/h_0} \tag{D.0.3-3}$$

式中:ρ——土壤电阻率(Ω·m);

K_m——网孔电压几何校正系数；

K_i——接地网不规则校正系数，用来计及推导 K_m 时的假设条件引入的误差；

I_G——接地网的最大入地电流；

D——接地网平行导体间距；

d——接地网导体直径。扁导体的等效直径 d 为扁导体宽度 b 的 1/2；等边角钢的等效直径 d 为 $0.84b$（b 为角钢边宽度）；不等边角钢的等效直径 d 为 $0.71\sqrt[4]{b_1b_2(b_1^2+b_2^2)}$（$b_1$ 和 b_2 为角钢两边宽度）；

h——接地网埋深；

K_h——接地网埋深系数；

h_0——参考深度，取 1m；

K_{ii}——因内部导体对角网孔电压影响的校正加权系数。

(2)式(D.0.3-1)～式(D.0.3-3)对埋深在 0.25～2.50m 范围的接地网有效。当接地网具有沿接地网周围布置的垂直接地极或沿接地网四角布置的垂直接地极或沿接地网四周和其内部布置的垂直接地极时，$K_{ii}=1$。

(3)对无垂直接地极或只有少数垂直接地极，且垂直接地极不是沿外周或四角布置时，K_{ii} 可按下式计算：

$$K_{ii}=1/(2n)^{2/n} \tag{D.0.3-4}$$

式中：n——矩形或等效矩形接地网一个方向的平行导体数。

(4)对于矩形和不规则形状的接地网的计算，n 可按下式计算：

$$n=n_an_bn_cn_d \tag{D.0.3-5}$$

(5)式(D.0.3-5)中，对于方形接地网，$n_b=1$；对于方形和矩形接地网，$n_c=1$；对于方形、矩形和 L 形接地网，$n_d=1$。对于其他情况，可按下列公式计算：

$$n_a=\frac{2L_c}{L_p} \tag{D.0.3-6}$$

$$n_b=\sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \tag{D.0.3-7}$$

$$n_c=\left(\frac{L_xL_y}{A}\right)^{\frac{0.7A}{L_xL_y}} \tag{D.0.3-8}$$

$$n_d=\frac{D_m}{\sqrt{L_x^2+L_y^2}} \tag{D.0.3-9}$$

式中：L_c——水平接地网导体的总长度(m)；

L_p——接地网的周边长度(m)；

A——接地网面积(m^2)；

L_x——接地网 x 方向的最大长度(m)；

L_y——接地网 y 方向的最大长度(m)；

D_m——接地网上任意两点间最大的距离(m)。

(6)如果进行简单的估计，在计算 K_m 和 K_i 以确定网孔电压时可采用 $n=\sqrt{n_1n_2}$，n_1 和 n_2 和 y 方向的导体数。

(7)接地网不规则校正系数 K_i 可按下式计算：

$$K_i=0.644+0.148n \tag{D.0.3-10}$$

(8)对于无垂直接地极的接地网，或只有少数分散在整个接地网的垂直接地极，这些垂直接地极没有分散在接地网四角或接地网的周边上，有效埋设长度 L_M 按下式计算：

$$L_M = L_c + L_R \tag{D.0.3-11}$$

式中：L_R——所有垂直接地极的总长度。

(9)对于在边角有垂直接地极的接地网，或沿接地网四周和其内部布置垂直接地极时，有效埋设长度 LM 可按下式计算：

$$L_M = L_c + \left[1.55 + 1.22\left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}\right)\right]L_R \tag{D.0.3-12}$$

式中：L_R——每个垂直接地棒的长度(m)。

2. 最大跨步电位差的计算：

(1)跨步电位差与跨步电位差 U_s 与几何校正系数 K_s、校正系数 K_i、土壤电阻率 ρ、接地系统单位导体长度的平均流散电流有关，可按下列公式计算：

$$U_s = \frac{\rho I_G K_S K_i}{L_s}$$

$$L_s = 0.75L_c + 0.85L_R \tag{D.0.3-14}$$

式中：I_G——接地网入地故障电流；

L_s——埋入地中的接地系统导体有效长度。

(2)发电厂和变电站接地系统的最大跨步电位差出现在平分接地网边角直线上，从边角点开始向外 1m 远的地方。对于一般埋深 h 在 0.25～2.5m 的范围的接地网，K_S 可按下式计算：

$$K_S = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1-0.5^{n-2}}{D}\right) \tag{D.0.3—15}$$

D.0.4 不等间距布置接地网的接触电位差和跨步电位差的计算。

1. 不等间距布置接地网的布置规则应符合下列要求：

(1)不等间距布置的长方形接地网(图 10-18)，长或宽方向的第 i 段导体长度 L_{ik} 占边长 L 的百分数 S_{ik} 可按下式计算：

$$S_{ik} = \frac{L_{ik}}{L} \times 100\%$$

式中：L——接地网的边长，在长方向，$L=L_1$，在宽方向 $L=L_2$。

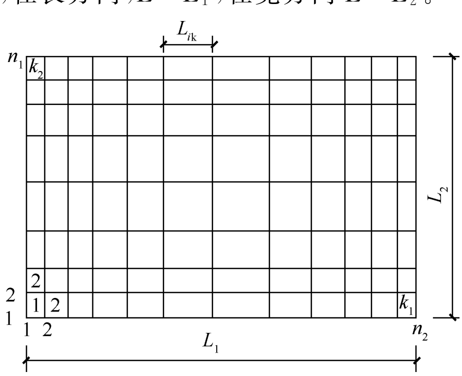


图 10-18 不等间距布置的长方形接地网

(2)接地网长方向的导体根数为 n_1，宽方向的导体根数为 n_2。长方向上导体分段数为 $k_1=n_1-1$，宽方向上的导体分段数为 $k_2=n_2-1$。

(3)S_{ik} 与导体分段数是和从周边导体数起的导体段的序号 i 的关系如表 10-10 所示。

因接地网的对称性，如某方向的导体分段为奇数，则列出了$(k+1)/2$个数据，当k为偶数，则列出了$k/2$个数据，其余数据可以根据对称性赋值。$k \geqslant 7$，对表中结果进行拟合，则S_{ik}可按下列公式计算：

$$S_{ik}=b_1\exp(-ib_2)+b_3 \tag{D.0.4-2}$$

当$7 \leqslant k \leqslant 14$时：

$$b_1=-1.8066+2.6681\lg k-1.0719\lg^2 k \tag{D.0.4-3}$$

$$b_2=-0.7649+2.6992\lg k-1.6188\lg^2 k \tag{D.0.4-4}$$

$$b_3=1.8520-2.8568\lg k+1.1948\lg^2 k \tag{D.0.4-5}$$

当$14<k \leqslant 25$时：

$$b_1=-0.00064-2.50923/(k+1) \tag{D.0.4-6}$$

$$b_2=-0.03083+3.17003/(k+1) \tag{D.0.4-7}$$

$$b_3=0.00967+2.21653/(k+1) \tag{D.0.4-8}$$

当$25<k \leqslant 40$时：

$$b_1=-0.0006-2.50923/(k+1) \tag{D.0.4-8}$$

$$b_2=-0.03083+3.17003/(k+1) \tag{D.0.4-8}$$

$$b_3=0.00969+2.2105/(k+1) \tag{D.0.4-8}$$

式中：b_1、b_2和b_3——与k有关的常数。

表 10-10 S_{ik}与导体分段数k和从周边导体数起的导体段的序号i的关系

k \ i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	27.50	45.00								
4	17.50	32.50								
5	12.50	23.50	28.33							
6	8.75	17.50	23.75							
7	71.4	13.57	18.57	21.43						
8	5.50	10.83	15.67	18.00						
9	4.50	8.94	12.83	15.33	16.73					
10	3.75	7.50	11.08	13.08	14.58					
11	3.18	6.36	9.54	11.36	12.73	13.46				
12	2.75	5.42	8.17	10.00	11.33	12.33				
13	2.38	4.69	6.77	8.92	10.23	11.15	11.69			
14	2.00	3.86	6.00	7.86	9.28	10.24	10.76			
15	1.56	3.62	5.35	6.82	8.07	9.12	10.01	10.77		
16	1.46	3.27	4.82	6.14	7.28	8.24	9.07	9.77		
17	1.38	2.97	4.35	5.54	6.57	7.47	8.24	8.90	9.47	
18	1.14	2.58	3.86	4.95	5.91	6.67	8.15	8.15	8.71	
19	1.05	2.32	3.47	4.53	5.47	6.26	7.53	7.53	8.11	8.36
20	0.95	2.15	3.20	4.15	5.00	5.75	7.00	7.00	7.50	7.90

2. 不等间距布置接地网时接地电阻可按下列公式计算：

$$R=k_{\mathrm{R}h}k_{\mathrm{RL}}k_{\mathrm{R}m}k_{\mathrm{RN}}k_{\mathrm{Rd}}(1.068\times10^{-4}+0.445\sqrt{S})\rho \tag{D.0.4-12}$$

$$k_{Rh}=1.061-0.070\sqrt[5]{h} \tag{D.0.4-13}$$

$$k_{RL}=1.144-0.13\sqrt{L_1/L_2} \tag{D.0.4-14}$$

$$k_{RN}=1.256-0.367\sqrt{N_1/N_2}+0.126N_1/N_2 \tag{D.0.4-15}$$

$$k_{Rm}=(1.168-0.079\sqrt[5]{m})k_{RN} \tag{D.0.4-16}$$

$$k_{Rd}=0.931+0.0174/\sqrt[3]{d} \tag{D.0.4-17}$$

$$m=(N_1-1)(N_2-1) \tag{D.0.4-18}$$

式中：ρ——土壤电阻率（Ω·m）；

k_{Rh}、k_{RL}、k_{Rm}、k_{Rn}、k_{Rd}——接地电阻的埋深、形状、网孔数目、导体根数和导体直径对接地电阻的影响系数；

L_1、L_2——接地网的长度和宽度（m）；

N_1、N_2——长宽方向布置的导体根数；

m——接地网的网孔数目。

3. 最大接触电位差 U_T 可按下列公式计算：

$$U_T=k_{TL}k_{Th}k_{Td}k_{TS}k_{TN}k_{Tm}V \tag{D.0.4-19}$$

$$k_{TL}=1.215-0.269\sqrt[3]{L_2/L_1} \tag{D.0.4-20}$$

$$k_{Th}=1.612-0.654\sqrt[5]{h} \tag{D.0.4-21}$$

$$k_{Td}=1.527-1.494\sqrt[5]{d} \tag{D.0.4-22}$$

$$k_{TN}=64.301-232.65\sqrt[6]{N}+279.65\sqrt[3]{N}110.32\sqrt{N} \tag{D.0.4-23}$$

$$k_{TS}=-0.118+0.445\sqrt[12]{S} \tag{D.0.4-24}$$

$$k_{Tm}=9.727\times10^{-3}+1.356/\sqrt{m} \tag{D.0.4-25}$$

$$N=N_2/N_1 \tag{D.0.4-26}$$

式中：$V=I_GR$——接地网的最大接地电位升高；

I_{GM}——流入接地网的最大接地故障电流；

R——接地网接地电阻；

k_{TL}、k_{Th}、k_{Td}、k_{TS}、k_{TN}、k_{Tm}——最大接触电位差的形状、埋深、接地导体直径、接地网面积、接地体导体根数及接地网网孔数目影响系数。

4. 最大跨步电位差 U_s 可按下列公式计算：

$$U_S=k_{SL}k_{Sh}k_{Sd}k_{SS}k_{SN}k_{Sm}U_0 \tag{D.0.4-27}$$

$$k_{SL}=29.081-1.862\sqrt{l}+435.18l+425.68l^{1.5}+148.59l^2 \tag{D.0.4-28}$$

$$k_{Sh}=0.454\exp(-2.294\sqrt[3]{h}) \tag{D.0.4-29}$$

$$k_{Sd}=-2780+9623\sqrt[36]{d}-11099\sqrt[18]{D}+4265\sqrt[12]{d} \tag{D.0.4-30}$$

$$k_{SN}=1.0+1.416\times10^6\exp(-202.7N)-0.306\exp[29.264(N-1)] \tag{D.0.4-31}$$

$$k_{SS}=0.911+19.104\sqrt{S} \tag{D.0.4-32}$$

$$k_{Sm}=k_{SN}(34.474-11.541\sqrt{m}+1.43m-0.076m^{1.5}+1.455\times10^{-3}m^2) \tag{D.0.4-33}$$

$$N=N_2/N_1 \tag{D.0.4-34}$$

$$l=L_1/L_2 \tag{D.0.4-35}$$

式中：k_{SL}、k_{Sh}、k_{Sd}、k_{SS}，k_{SN} 和 k_{Sm}——最大跨步电位差的形状、埋深、接地导体直径、接地网面积、接地体导体根数及接地网网孔数目影响系数。

11 仪表和控制

11.1 控制方式的设计选择

11.1.1 电气设备的控制方式

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

3.1.1 电气设备的控制、测量、信号宜采用计算机监控方式。

11.1.2 发电厂电气设备的控制

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

3.2.1 发电厂电气设备的控制方式应根据发电厂的性质、接线形式及工艺、各机组之间的关系，采用单元制或非单元制控制方式。

3.2.2 单机容量为 125MW 以下的机组可采用非单元制控制方式，单机容量为 125MW 的机组宜采用单元制控制方式，单机容量为 200MW 及以上的机组应采用单元制控制方式。

3.2.3 采用单元制控制的发电厂，电力网络的控制部分宜设在集中控制室或第一单元控制室内；对发电厂电力网络部分运行有特别要求时，也可另设网络控制室。

3.2.4 对于非单元制发电厂，可设置电气监控系统，控制范围应包括各机组及电力网络的电气设备和元件。

3.2.5 发电厂单元控制应符合下列规定：

1. 按机组设置控制系统的单元制控制系统，电气设备可设专门的电气计算机监控系统，也可与热工控制系统统一考虑。发电机的控制、信号、测量和自动装置应与热工仪表和控制相协调。

2. 单元制机组应采用炉、机、电集中控制方式，实现炉、机、电全能值班模式。可采用两机一控制室或多机一控制室。

3. 应在单元控制系统控制的设备和元件有：发电机及励磁系统、发电机变压器组、发电机变压器线路组、高压厂用工作(公用)变压器、高压厂用公用/备用变压器或启动/备用变压

器、停机变压器、高压厂用电源线、主厂房内采用专用备用电源及互为备用的低压厂用变压器、主厂房 PC 分段断路器、主厂房 PC 至 MCC 电源馈线、柴油发电机交流事故保安电源。

4. 交流事故保安电源应由计算机监控系统控制，但启动柴油机及电源自动切换功能宜由专用回路实现。

5. 交流事故保安柴油发电机、交流不间断电源、直流系统宜采用就地控制方式。

6. 辅助车间变压器 PC 进线和分段开关可在电气计算机监控系统监控或在辅助车间计算机系统监控。

7. 对于全厂共用的设备，宜集中在集中控制室、第一单元控制室、网络控制室或其他合适的地点控制。

3.2.6 发电厂非单元控制应符合下列规定：

1. 非单元控制方式可设置专用电气计算机监控系统，发电厂电气设备在电气计算机监控系统内控制。

2. 在电气计算机监控系统控制的设备和元件有：全厂发电机、发电机变压器组、励磁装置、主变压器、联络变压器、母线设备、旁路、线路、高压厂用电源线、厂用工作与备用变压器(电抗器)、全厂低压变压器及其分段断路器、主厂房 PC 至 MCC 馈线、交流事故保安段电源开关等。

3.2.7 发电厂电力网络控制应符合下列规定：

1. 电力网络部分的电气元件的控制、信号、测量应采用计算机监控。值长监测需要的电力网络计算机监控系统信息可通过通信方式获得。

2. 应在电力网络计算机监控系统监控的设备和元件有：联络变压器、降压变压器、高压母线设备、旁路、线路设备、并联电抗器等。此外，还应有各单元发电机变压器组及启动/备用变压器高压断路器的位置信号和必要的测量信号。

3. 当采用一个半断路器接线且无发电机断路器时，与发电机变压器组有关的两台断路器应在单元控制系统控制。在电力网络计算机监控系统应有上述断路器的位置状态信号。当发电机出口装有断路器，且机组无解列运行要求时，与发电机变压器组有关的两台断路器应在电力网络计算机监控系统控制，有解列运行要求时，这两台断路器也应能在单元机组计算机监控系统控制。一个半断路器接线或类似接线的发电机变压器组进线装设隔离开关，在隔离开关断开时，发电机变压器组两台断路器也应能在电力网络计算机监控系统控制。

4. 当主接线为发电机—变压器—线路组等简单接线方式时，发电厂的电力网络设备也可在单元机组计算机监控系统控制。

5 除简单接线方式外，高压配电装置可远方控制的隔离开关、接地开关宜在电力网络计算机监控系统控制。

11.1.3 变电站电气设备的控制

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

3.3.1 变电站应采用计算机监控。变电站的值班方式分为有人值班和无人值班，220kV 及以下的变电站宜为无人值班方式。由集中控制中心或有关调度站实现遥控、遥测、遥信、遥视和遥调。

无人值班变电站不应设主控制室，可设继电器室。

有人值班的变电站应设主控制室。

3.3.2 应在计算机监控系统控制的设备和元件有:主变压器、高压并联电抗器、母线设备、线路设备、串联补偿电容器及消防水泵、站用变压器、无功补偿设备等。

11.2 二次设备的布置设计

11.2.1 一般规定

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

4.1.1 主控制室、集中控制室、网络控制室应按规划设计容量在第一期工程中一次建成。

每一个单元控制室宜控制两台同类机组。单元控制室的位置应与主厂房布置密切配合。

对于发电厂非单元制控制方式,主控制室与炉、机控制室如集中规划,电气操作员站宜与炉、机操作员站布置于同一房间。

4.1.2 控制室的布置应与总平面布置、建筑、照明、暖通等专业密切配合,应便于运行人员相互联系,便于监视屋外配电装置,以获得良好的运行条件。

4.1.3 在计算机监控方式下,主控制室和继电器室可集中布置,也可分开布置。集中布置的控制室和继电器室应分室布置,少人值班的变电站控制室也可与继电器室统一布置。

4.1.4 集中布置的继电器室应按规划设计容量在第一期工程中一次建成。屏柜的布置应按电压等级和功能相对集中。各安装单位的屏柜的布置宜与配电装置排列次序相对应,应使控制电缆最短,敷设时交叉最少。二次设备采用分散布置的变电站或升压站,宜在各配电装置设继电器小室。分散布置的继电器小室应根据工程建设情况分批建成。

4.1.5 屋外配电装置的继电器室和继电器小室应尽量靠近配电装置布置,使控制电缆最短。

4.1.6 控制室、继电器室的布置要有利于防火和有利于紧急事故时人员的安全疏散,出入口不宜少于2个,其净空高度不宜低于3m。

4.1.7 控制室内应布置与设备操作监视有关的终端设备,辅助屏柜等设备应布置于继电器室或电子设备间内。

4.1.8 控制室、继电器室的屏间距离和通道宽度要考虑运行维护及控制、保护装置调试方便,可按照《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录A的规定取值。

4.1.9 初期工程屏(台)的布置应结合远景规划,充分考虑分期扩建的便利,布置紧凑成组,避免零乱无章。

4.1.10 在计算机监控方式下不应设置后备控制屏。

4.1.11 监控系统的显示画面接线应与实际布置相对应。模拟母线的色别应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录B的有关规定。

4.1.12 控制屏和继电器屏宜采用宽800mm、深600mm、高2200mm的屏。继电器屏

宜选用柜式结构,控制屏(台)宜选用屏后设门的结构。

4.1.13 在离操作台800mm处的地面上应饰有警戒线。警戒线的颜色应为黄色,线宽宜为50mm。

4.1.14 当配电装置采用开关柜时,其线路和母线设备的继电保护装置和电能表宜设在就地开关柜上。

11.2.2 主控制室的布置

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

4.2.1 非单元制控制方式下,主控制室内应布置电气监控系统操作员站、微机五防工作站、打印机等设备。主控制室如与热工控制室统一考虑,则电气设备的布置应与热控设备协调一致。

4.2.2 工程师站可布置于独立的工程师站房间中或与热工工程师站统一考虑。

4.2.3 有人值班的变电站在主控制楼设主控制室和计算机室,主控制室与计算机室宜毗邻布置。

主控制室布置的设备有:计算机监控系统操作员站、五防工作站、图像监视系统监视器等。

计算机室布置的设备主要有:计算机监控系统主机、工程师站、远动工作站、数据网络接口设备、图像监视系统主机柜、继电保护及故障信息管理子站、配电柜、同步相量测量(PMU)子站、时钟同步柜等设备。

11.2.3 继电器室的布置

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

4.3.1 继电器室的面积应满足保护、测控装置,安全自动装置等设备布置的要求。各设备、元件与保护、测量及控制相关的二次屏(柜),宜布置在控制该设备、元件的地方或与一次设备毗邻的继电器室内。

4.3.2 在发电厂网络继电器室布置的设备主要有:计算机监控测控柜、继电保护屏、安全自动装置屏、故障录波器屏、远动屏、电能量计费屏、保护及故障信息管理系统设备、网络直流屏、同步相量测量屏(PMU)等设备。网络UPS配电柜、网络直流屏可布置于配电室内或网络继电器室内。

4.3.3 330kV及以上电压等级变电站,当配电装置采用敞开式布置时,继电器室宜就地下放布置,继电器小室数量应根据变电站规模来确定,一般不宜设置太多。220kV及以下电压等级的无人值班变电站仅设继电器室。

在继电器室布置的设备主要有:计算机监控测控屏,继电保护屏,安全自动装置柜,故障录波器屏,电能量计费屏,保护及故障信息管理系统设备,交、直流(分)屏,同步相量测量屏(PMU)等设备。

4.3.4 继电器室环境条件应满足继电保护装置和控制装置的安全可靠要求。应考虑空调、必要的采暖和通风条件以满足设备运行的要求。要有良好的电磁屏蔽措施。同时应

有良好的防尘、防潮、照明、防火、防小动物措施。

11.2.4 集中控制室及单元控制室的布置

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

4.4.1 采用炉、机、电集中控制方式的单元机组，操作员站按炉、机、电全能值班方式布置。

当设置电气监控管理系统时，电气监控管理系统操作员站宜布置在两机组中间位置。

电气监控管理系统主机、服务器、公共接口装置及网络通信设备等宜集中布置在电气计算机室或电子设备间(电气继电器室内)。工程师站宣布置在机组工程师室内。

当网控部分放在第一单元控制室时，网控操作员站、微机五防工作站及相应打印机宜布置在两机组的操作台中间位置。

4.4.2 电气与单元机组有关的保护屏、自动装置屏、无功电压自动调整柜、同步相量测量屏(PMU)、故障录波器屏、电能量表屏、计算机监控设备等宜与主厂房内电子设备间的布置统一考虑，也可布置在独立的继电器室。操作员站的网络设备宣布置于控制室附近。

对分散控制系统(DCS)的控制方式，电气操作员站、工程师站的布置应与热控专业相协调。

11.4.5 控制屏(台)及继电器屏的屏面布置

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

4.5.1 在计算机监控方式下，应急操作的按钮宜布置在操作员站(台)上。

4.5.2 硬接线手动控制方式屏(台)布置应符合下列规定：

1. 控制屏(台)的布置应满足监视和操作、调节方便、模拟接线清晰的要求；相同的安装单位，其屏面布置应一致。

2. 测量仪表宜与模拟接线相对应，A、B、C 相按纵向排列，同类安装单位功能相同的仪表一般布置在相对应的位置。

3. 主环内每侧各屏光字牌的高度应一致；光字牌宜设在屏的上方，要求上部取齐；也可设在中间，要求下部取齐。

4. 对屏台分开的结构，经常监视的显示仪表、操作设备宜设在台上，一般显示仪表及光字牌宣布置在屏上；测量仪表宣布置在屏上电气主接线模拟线上。

5. 屏上仪表最低位置不宜小于 1.5m，如果不能满足要求时，可将屏垫高。

6. 操作设备宜与其安装单位的模拟接线相对应。功能相同的操作设备应布置在相应的位置上，操作方向全厂必须一致。

7. 采用灯光监视时，红、绿灯分别布置在控制开关的右上侧及左上侧。

8800mm 宽的控制屏或台上，每行控制开关不宜超过 5 个，经常操作的设备宜布置在离地面 800～1500mm。

4.5.3 继电器屏的屏面布置应符合下列规定：

1. 继电器屏的屏面布置应在满足试验、运行方便的条件下，适当紧凑。

2. 相同安装单位的屏面布置宜对应一致，不同安装单位的继电器装在一块屏上时，宜按纵向划分，其布置宜对应一致。

3. 当设备或元件装设两套主保护装置时，宜分别布置在两块屏上。

4. 对由单个继电器构成的继电保护装置，调整、检查工作较少的继电器布置在屏上部，较多的布置在屏中部；宜按如下次序由上至下排列：电流、电压、中间、时间继电器等布置在屏的上部，方向、差动、重合闸等继电器布置在屏的中部。

5. 组合式继电器插件箱宜按出口分组的原则，相同出口的保护装置放在一块箱内或上、下紧靠布置。一组出口的保护装置停止工作时，不得影响另一组出口的保护装置运行。

6. 各屏上设备安装的横向高度应整齐一致。

7. 各屏上信号继电器宜集中布置，安装水平高度应一致。高度不宜低于600mm。

8. 试验部件与连接片，安装中心线离地面不宜低于300mm。

9. 对正面不开门的继电器屏，屏的下面离地250mm处宜设有孔洞，供试验时穿线之用。

4.5.4 微机测控屏的屏面布置应符合下列规定：

1. 屏内装置安装高度不宜低于800mm。

2. 屏内装置机箱应采用必要的防静电及防电磁辐射干扰的措施。机箱的不带电金属部分在电气上应连成一体，并可靠接地。

3. 屏体应满足装置发热元件的通风散热要求。

11.3 二次回路的设计要求

11.3.1 二次回路设计的基本要求

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

5.1.1 发电厂和变电站的强电控制系统电源额定电压可选用直流110V或220V。

电气一次设备与计算机监控设备之间宜采用硬接线方式。数字化电气设备与计算机监控系统之间可采用数据通信方式。计算机监控系统断路器(隔离开关)分、合闸命令应能自复位。

5.1.2 断路器的控制回路应满足下列规定：

1. 应有电源监视，并宜监视跳、合闸绕组回路的完整性。

2. 应能指示断路器合闸与跳闸的位置状态，自动合闸或跳闸时应能发出报警信号。

3. 合闸或跳闸完成后应使命令脉冲自动解除。

4. 有防止断路器“跳跃”的电气闭锁装置，宜使用断路器机构内的防跳回路。

5. 接线应简单可靠，使用电缆芯最少。

5.1.3 在计算机监控系统操作的断路器和隔离开关，计算机监控系统应有状态位置显示，本体机构箱可由双灯制接线的灯光监视回路或状态位置指示。在合闸位置时红灯亮，跳闸位置时绿灯亮。

断路器控制电源消失及控制回路断线应发出报警信号。

5.1.4 在配电装置就地操作的断路器可只装设监视跳闸回路的位置继电器，用红、绿灯作位置指示灯。事故时向控制室发出信号。

5.1.5 保护双重化配置的设备，220kV及以上断路器应配置两组跳闸线圈。具有两组独立跳闸系统的断路器应由两组蓄电池的直流电源分别供电。两套保护的出口继电器接点，应分别接至对应的一组跳闸绕组。断路器的两组跳闸回路都应设有断线监视。

5.1.6 分相操动机构的断路器，当设有综合重合闸或单相重合闸装置时，应满足事故时单相和三相跳、合闸的功能。其他情况下，均应采用三相操作控制。

发电机变压器组的高压侧断路器、变压器的高压侧断路器、并联电抗器断路器、母线联络断路器、母线分段断路器和采用三相重合闸的线路断路器均宜选用三相联动的断路器。

5.1.7 主接线为一个半断路器接线时，为使二次接线运行、调试方便，每串的二次接线宜分成五个安装单位。当为线线串时，每条出线作为一个安装单位，每台断路器各为一个安装单位；当为线路变压器串时，变压器、出线、每台断路器各为一个安装单位。当线路接有并联电抗器时，并联电抗器可单独作为一个安装单位；也可与线路合设一个安装单位。母线设备可作为一个公用安装单位。

5.1.8 高压隔离开关宜在远方控制。110kV及以下供检修用的隔离开关和接地开关可就地操作。

5.1.9 隔离开关、接地开关和母线接地开关都必须有操作闭锁措施，严防电气误操作。电气防误操作闭锁回路的电源应单独设置。

5.1.10 液压或空气操动机构的断路器，当压力降低至规定值时，应相应闭锁重合闸、合闸及跳闸回路。对液压操动机构的断路器，不宜采用压力降低至规定值后自动跳闸的接线。弹簧操动机构的断路器应有弹簧储能与否的闭锁及信号。

5.1.11 分相操作的断路器机构应有非全相自动跳闸回路，并能够发出断路器非全相信号。

5.1.12 对具有电流或电压自保持的继电器，如防跳继电器等，在接线中应标明极性。

5.1.13 发电厂和变电站中重要设备和线路的继电保护和自动装置应有监视操作电源的回路，并发出报警信号至计算机监控系统。

5.1.14 对断路器及远方控制的隔离开关，宜在就地设远方/就地切换开关。

5.2.1 电气信号系统宜由计算机监控系统实现。采用计算机监控方式的信号系统，由数据采集、画面显示及声光报警等部分组成。计算机监控的信号分为状态信号和报警信号。

信号数据可通过硬接线方式或通过与装置通信方式采集，通信方式应保证信号的实时性和通信的可靠性，重要的信号应通过硬接线方式实现。

报警信号由事故信号和预告信号组成。发电厂和变电站的信号在发生事故和预警时在监控显示器上弹出并发出音响，事故信号和预告信号的画面显示和报警音响应有所区分。

计算机监控系统的开关量输入回路电压宜采用强电电压。

5.2.2 单元控制方式的发电厂电气信号系统应与全厂控制系统的规划协调一致。非单元制方式的电气信号可接入电气计算机监控系统。

5.2.3 接入电气计算机监控系统的信号应按安装单位进行接线。110kV以上同一安装单位的信号应接入同一测控装置。公用系统信号接入专用公用测控单元。

接入DCS的电气信号，同一安装单位信号数量较多时公共端设置宜兼顾DCS卡监测点数量，避免不同卡间公共端并接。

5.2.4 计算机监控的报警信号系统应能够避免发出可能瞬间误发的信号(如电压回路断线、断路器三相位置不一致等)。

5.2.5 在配电装置就地控制的元件,就地装置控制设备如与监控系统通信组网,则按间隔以数据通信方式发信号至监控系统。如未与监控系统组网则可按各母线段分别发送总的事故和预告信号。

5.2.6 在计算机监控系统控制的断路器、隔离开关、接地开关的状态量信号,参与控制及逻辑闭锁的开关状态量应接入开、闭两个状态量。断路器及隔离开关状态发生改变时,对应图形将变位闪光人工认可后解除。

5.2.7 继电保护及自动装置的动作信号和装置故障信号应接入计算机监控系统。发电机变压器组、厂用电系统保护及其断路器等设备的信号接入发电机组的计算机监控系统。系统保护及安全自动装置和断路器等设备的信号应接入网络监控系统。

5.2.8 继电保护及自动装置动作后应能在计算机监控和就地及时将信号予以复归,无人值班变电站应远方复归。

5.2.9 非单元制控制方式的各发电机的控制系统中,宜设有与汽机控制系统之间相互联系的信号。

5.2.10 交流事故保安电源、交流不间断电源、直流系统的重要信号应能在控制室内显示,无人值班变电站相关信号也能发至远方集控中心。

5.3.1 发电厂和变电站电测量系统的设置应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的有关规定。

5.3.2 电气计算机监控系统的交流测量宜采用交流采样方式,监控系统有特殊要求或无法交流采样的信号可通过变送器直流采样。发电厂计算机监控系统可与电气二次仪表测量共用变送器。

DCS所需的变送器应满足机组控制、测量的需求,并且变送器电源的设置应避免电源消失,整个机组测量信号消失。

采用直流采样的测量回路,监控系统的量程应与变送器输出参数一致,变送器的输出参数应满足监控系统输入要求。

5.3.3 测量回路的交流电流回路额定电流可选1A或5A,交流电压回路宜为100V。

5.3.4 直流、UPS等设备在计算机监控系统内的测量信号可通过直流采样方式或通过数据通信的方式实现。

5.4.1 电流互感器的选择应符合下列规定:

1. 应满足一次回路的额定电压、最大负荷电流及短路时的动、热稳定电流的要求。

2. 应满足二次回路测量装置、继电保护和自动装置的要求。

3. 电流互感器实际二次负荷在稳态短路电流下的准确限值系数或励磁特性(含饱和拐点)应满足所接保护装置动作可靠性的要求。

4. 保护用电流互感器的选择应根据保护特性综合考虑,暂态特性应满足继电保护的要求,必要时应选择TP类电流互感器,其特性应符合国家现行标准《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》(DL/T 866—2004)和《保护用电流互感器暂态特性技术要求》(GB 16847—1997)的要求。

5. 电流互感器的实际二次负荷不应超过电流互感器额定二次负荷。

6. 在工作电流变化范围较大的情况下,做准确计量时可选用S类电流互感器,当无法

选择小变比(指电流互感器一次侧与二次侧电流大小的比例)的CT时,也可选用S类电流互感器以满足测量精度的要求。

5.4.2 电流互感器的配置应符合下列规定:

1. 电流互感器的类型、二次绕组的数量与准确等级应满足继电保护自动装置和测量表计的要求。

2. 保护用电流互感器的配置应避免出现主保护的死区。保护接入电流互感器二次绕组的分配应注意避免当一套保护停用时,出现电流互感器内部故障时的保护死区;双重化保护的电流互感器应采用不同的二次绕组。

3. 保护用电流互感器的配置应避免出现电流互感器内部故障时扩大故障范围。

4. 对中性点直接接地系统,可按三相配置;对中性点非直接接地系统,依具体要求可按两相或三相配置。

5. 当采用一个半断路器接线时,对独立式电流互感器每串宜配置三组。

6. 用于自动调整励磁装置时,应布置在发电机定子绕组的出线侧。电流互感器二次绕组的数量应满足励磁系统双通道的要求。

5.4.3 用于变压器差动保护的各侧电流互感器铁芯宜具有相同的铁芯形式。

5.4.4 用于同一母线差动保护的电流互感器铁芯宜具有相同的铁芯形式。

5.4.5 当测量仪表与保护装置共用一组电流互感器时,宜分别接于不同的二次绕组。若受条件限制需共用电流互感器同一个二次绕组时,应按下述原则配置:

1. 保护装置接在仪表之前,避免校验仪表时影响保护装置工作。

2. 电流回路开路能引起保护装置不正确动作,而又未设有效的闭锁和监视时,仪表应经中间电流互感器连接,当中间互感器二次回路开路时,保护用电流互感器误差仍应保证其准确度要求。

5.4.6 当几种仪表接在电流互感器的一个二次绕组时,其接线顺序宜先接指示和积算式仪表,再接变送器,最后接计算机监控系统。

5.4.7 当几种保护类装置接在电流互感器的一个二次绕组时,其接线顺序宜先接保护,再接安全自动装置,最后接故障录波。

5.4.8 电流互感器的二次回路不宜进行切换,当需要时,应采取防止开路的措施。

5.4.9 电流互感器的二次回路应有且只能有一个接地点,宜在配电装置处经端子排接地。由几组电流互感器绕组组合且有电路直接联系的回路,电流互感器二次回路应和电流处一点接地。

5.4.10 110kV及以上的电流互感器的额定二次电流宜选1A。

5.4.11 电压互感器的选择应能符合下列规定:

1. 应满足一次回路额定电压的要求。

2. 应能在电力系统故障时将一次电压准确传变至二次侧,传变误差及暂态响应应符合现行行业标准《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》(DL/T 866—2004)的有关规定。电磁式电压互感器应避免出现铁磁谐振。

3. 容量和准确等级(包括电压互感器辅助绕组)应满足测量装置、保护装置和自动装置的要求;当保护、同期和测控装置不需要电压互感器剩余绕组时,也可不设电压互感器剩余绕组。

4. 对中性点非直接接地系统,需要检查和监视一次回路单相接地时,应选用三相五柱

或三个单相式电压互感器，其剩余绕组额定电压应为100V/3。中性点直接接地系统，电压互感器剩余绕组额定电压应为100V。

5. 暂态特性和铁磁谐振特性应满足继电保护的要求。

5.4.12 双重化保护的电压回路宜分别接入不同的电压互感器或不同的二次绕组；双断路器接线按近后备原则配备的两套主保护，应分别接入电压互感器的不同二次绕组；对双母线接线按近后备原则配备的两套主保护，可以合用电压互感器的同一二次绕组。

5.4.13 当主接线为一个半断路器接线时，线路和变压器回路宜装设三相电压互感器；母线宜装设一相电压互感器。当母线上接有并联电抗器时，母线应装设三相电压互感器。

5.4.14 双母线接线应在主母线上装设三相电压互感器。旁路母线是否装设电压互感器视具体情况和需要确定。需监视线路侧电压和重合闸时，可在出线侧装设单相电压互感器。大型发变电工程的220kV及以上电压等级双母线接线，也可按线路或变压器单元配置三相电压互感器。

5.4.15 应保证电压互感器负载端仪表、保护和自动装置工作时所要求的电压准确等级。电压互感器二次负载三相宜平衡配置。

5.4.16 电压互感器的一次侧隔离开关断开后，其二次回路应有防止电压反馈的措施。

5.4.17 对电压及功率调节装置的交流电压回路应采取措施，防止电压互感器一次或二次侧断开时，发生误强励或误调节。

5.4.18 电压互感器二次绕组的接地应符合下列规定：

1. 对中性点直接接地系统，电压互感器星形接线的二次绕组应采用中性点一点接地方式（中性线接地）。中性点接地线中不应串接有断开可能的设备。

2. 对中性点非直接接地系统，电压互感器星形接线的二次绕组宜采用中性点接地方式（中性线接地）。中性点接地线中不应串接有断开可能的设备。

3. 对V-V接线的电压互感器，宜采用B相一点接地，B相接地线上不应串接有可能断开的设备。

4. 电压互感器开口三角绕组的引出端之一应一点接地，接地引线上不应串接有断开可能的设备。

5. 几组电压互感器二次绕组之间有电路联系或者地中电流会产生零序电压使保护误动作时，接地点应集中在继电器室内一点接地。无电路联系时，可分别在不同的继电器室或配电装置内接地。

6. 已在控制室或继电器室一点接地的电压互感器二次线圈，宜在配电装置将二次线圈中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地。

5.4.19 由配电装置至继电器室的电压互感器回路的电缆，星形接线和开口三角接线回路应使用各自独立的电缆，中性点接地线、开口三角接线的接地线应分别引接。

5.4.20 电压互感器二次侧互为备用的切换应设切换开关控制。在切换后，监控系统应有信号显示。中性点非直接接地系统的母线电压互感器应设有绝缘监察信号装置及抗铁磁谐振措施。

5.4.21 当电压回路电压降不能满足电能表的准确度要求时，电能表可就地布置，或在电压互感器端子箱处设电能表专用的熔断器或自动开关，并引接电能表电压回路专用电缆。关口计量表回路应有电压失电的监视信号。关口计量表计专用电压互感器二次回路不应装设隔离开关辅助接点，但可以装设接触良好的空气开关。

5.4.22 当继电保护和仪表测量共用电压互感器二次绕组时,宜各自装设自动开关或熔断器。

11.3.2 二次回路设备的选择及配置

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

7.1 控制和信号设备的选择

7.1.1 控制开关的选择应符合该二次回路额定电压、额定电流、分断电流、操作频繁率、电寿命和控制接线等的要求。

7.1.2 位置指示灯及其附加电阻的选择应符合下列规定:

1. 发光二极管信号灯及附加电阻的选择应按照1.1倍额定电压时回路电流不大予发光二极管的额定电流。

2. 0.95倍额定电压时不小于发光二极管稳定起光电流,以决定附加电阻值。

7.1.3 跳、合闸位置继电器的选择应符合下列规定:

1. 母线电压为1.1倍额定值时,通过跳、合闸绕组或合闸接触器绕组的电流不应大于其最小动作电流和长期热稳定电流。

2. 母线电压为85%额定值时,加在位置继电器线圈的电压不应小于其额定值的70%。

7.1.4 断路器的跳、合闸继电器,电流启动电压保持的防跳继电器以及自动重合闸出口中间继电器和其串接信号继电器的选择应符合下列规定:

1. 电压线圈的额定电压可等于供电母线额定电压;如用较低电压的继电器串接电阻降压时,继电器线圈上的压降应等于继电器电压线圈的额定电压;串联电阻的一端应接负电源。

2. 额定电压工况下,电流线圈的额定电流的选择应与跳、合闸绕组或合闸接触器绕组的额定电流相配合,继电器电流自保持线圈的额定电流不宜大于跳、合闸线圈额定电流的50%,并保证串接信号继电器电流灵敏度不低于1.4。

3. 跳、合闸中间继电器电流自保持线圈的电压降不应大于额定电压的5%,电流启动电压保持"防跳"继电器的电流启动线圈的电压降不应大于额定电压的10%。

7.1.5 具有电流和电压线圈的中间继电器,其电流和电压线圈应采用正极性接线。电流与电压线圈间的耐压水平不应低于1000V、1min的试验标准。

7.1.6 串联信号继电器与跳闸出口中间继电器并联电阻的选择应符合下列规定:

1. 额定电压时信号继电器的电流灵敏系数不宜小于1.4。

2. 0.8倍额定电压时信号继电器线圈的电压降不应大于额定电压的10%。

3. 选择中间继电器的并联电阻时,应使保护继电器触点的断开容量不大于其允许值;应不超过信号继电器串联线圈的热稳定电流。

7.1.7 重瓦斯保护回路并联信号继电器或附加电阻的选择应符合下列规定:

1. 并联信号继电器的额定电压等于供电母线额定电压。

2. 当用附加电阻代替并联信号继电器时,附加电阻的选择应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第7.1.6条第1款、第3款的规定。

7.1.8 直接跳闸的重要回路应采用动作电压在额定直流电源电压的55%~70%范围以内的中间继电器,并要求其动作功率不低于5W。

7.2 二次回路的保护设备

7.2.1 二次回路的保护设备用于切除二次回路的短路故障，并作为回路检修、调试时断开交、直流电源之用。二次电源回路宜采用自动开关，但当自动开关开断水平、动热稳定无法满足要求时，保护设备应选用熔断器。

7.2.2 对具有双重化快速主保护和断路器具有双跳闸线圈的安装单位，其控制回路和继电保护、自动装置回路应分设独立的自动开关或熔断器，并由不同蓄电池组供电的直流母线段分别向双重化主保护供电。控制回路、继电保护、自动装置屏内电源消失时应有报警信号。

7.2.3 凡两个及以上安装单位公用的保护或自动装置的供电回路，应装设专用的自动开关或熔断器。

7.2.4 一般情况下（第7.2.2条和第7.2.3条除外），控制、保护和自动装置供电回路自动开关或熔断器的配置应符合下列规定：

1. 当本安装单位仅含一台断路器时，控制、保护及自动装置宜分别设自动开关或熔断器。

2. 当一个安装单位含几台断路器时，应按断路器分别设自动开关或熔断器；公用保护和公用自动装置及其他保护或自动控制装置按保证正确工作的条件，宜采用辐射型供电，各回路设独立的自动开关。

7.2.5 控制回路的自动开关或熔断器应有监视，可用断路器控制回路的监视装置进行监视。保护、自动装置及测控装置回路的自动开关或熔断器应有监视，其信号应接至计算机监控系统。

7.2.6 电压互感器二次回路保护的配置应符合下列规定：

1. 电压互感器回路中，除接成开口三角的剩余绕组和另有规定者（如电磁式自动调整励磁装置用电压互感器）外，应在其出口装设自动开关。如自动调整励磁装置已考虑电压互感器失电闭锁强励磁措施，应装设自动开关。

2. 电能计量表电压回路宜在电压互感器出线端装设专用自动开关。

3. 电压互感器二次侧中性点引出线上不应装设保护设备。

4. 电压互感器接成开口三角的剩余绕组的试验芯出线端应装设自动开关。

7.2.7 设备所需交流操作电源宜装设单独的自动开关或熔断器，并加以监视。

7.2.8 熔断器额定电流的选择应符合下列规定：

1. 熔断器额定电流应按回路的最大负荷电流选择，并满足选择性的要求。干线上熔断器熔件的额定电流应较支线上的大2～3级。

2. 选择电压互感器二次侧熔断器时，其最大负荷电流应考虑到双母线仅一组运行时，两组电压互感器的全部负荷由一组电压互感器供给的可能情况。

7.2.9 自动开关额定电流的选择应符合下列规定：

1. 自动开关额定电流应按回路的最大负荷电流选择，并满足选择性的要求；干线上自动开关脱扣器的额定电流应较支线上的大2～3级。

2. 电压互感器二次侧自动开关的选择应符合下列规定：

(1)自动开关瞬时脱扣器的动作电流，应按大于电压互感器二次回路的最大负荷电流来整定。

(2)当电压互感器运行电压为90%额定电压时，二次电压回路末端经过渡电阻短路，加

于继电器线圈上的电压低于70%额定电压时,自动开关应瞬时动作。

(3)自动开关瞬时脱扣器断开短路电流的时间不应大于20ms。

(4)自动开关应附有常闭辅助触点用于空气开关跳闸时发出报警信号。

7.3 小母线和二次回路标号

7.3.1 各安装单位的控制、信号电源宜由电源屏或电源分屏的馈线以辐射状供电,供电线应设保护及监视设备。

7.3.2 控制屏及保护屏顶上的小母线不宜超过28条,最多不应超过40条。小母线宜采用φ6mm的绝缘铜棒。

当屏顶上不能装设小母线时,也可通过端子排连接。端子排宜单独成组排列。

7.3.3 小母线的色别应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录F的有关规定。小母线的符号和回路标号应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录G的有关规定。二次直流回路的数字标号应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录H的有关规定。二次交流回路的数字标号应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录J的有关规定。

7.4 端子排

7.4.1 端子排应由阻燃材料构成。端子的导电部分应为铜质。安装在潮湿地区的端子排应当防潮。

7.4.2 安装在屏上每侧的端子距地不宜低于350mm。

7.4.3 端子排配置应满足运行、检修、调试的要求,并适当与屏上设备的位置相对应。

每个安装单位应有其独立的端子排。同一屏上有几个安装单位时,各安装单位端子排的排列应与屏面布置相配合。

7.4.4 每个安装单位的端子排可按下列回路分组,并由上而下(或由左至右)按下列顺序排列:

1. 交流电流回路按每组电流互感器分组,同一保护方式的电流回路宜排在一起。
2. 交流电压回路按每组电压互感器分组。
3. 开关量输入信号回路按装置分组。
4. 控制回路按控制对象原则分组。
5. 其他回路按励磁保护、自动调整励磁装置的电流和电压回路、远方调整及联锁回路等分组。
6. 转接端子排排列顺序为:本安装单位端子、其他安装单位的转接端子、最后排小母线兜接用的转接端子。

7.4.5 当一个安装单位的端子过多或一个屏上仅有一个安装单位时,可将端子排成组地布置在屏的两侧。

7.4.6 屏上二次回路经过端子排连接应符合下列规定:

1. 屏内与屏外二次回路的连接,同一屏上各安装单位之间的连接以及转接回路等均应经过端子排。
2. 屏内设备与直接接在小母线上的设备(如熔断器、电阻、刀开关等)的连接宜经过端子排。
3. 各安装单位主要保护的正电源应经过端子排。保护的负电源应在屏内设备之间接

成环形，环的两端应分别接至端子排；其他回路均可在屏内连接。

4. 电流回路应经过试验端子，预告及事故信号回路和其他需断开的回路（试验时断开的仪表等）宜经过特殊端子或试验端子。

7.4.7 每一安装单位的端子排应编有顺序号，并宜在最后留2个～5个端子作为备用。当条件许可时，各组端子排之间也宜留1～2个备用端子。在端子排组两端应有终端端子。

正、负电源之间以及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间的端子排应以一个空端子隔开。直流端子与交流端子要有可靠的隔离。

7.4.8 一个端子的每一端宜接一根导线，导线截面不宜超过6mm^2。

7.4.9 屋内、外端子箱内端子排列应按交流电流回路、交流电压回路和直流回路等成组排列。

7.4.10 每组电流互感器的二次侧宜在配电装置端子箱内经过端子连接成星形或三角形等接线方式。

7.4.11 强电与弱电回路的端子排宜分开布置，如有困难时，强、弱电端子之间应有明显的标志，应设隔离措施。如弱电端子排上要接强电缆芯时，端子间应设加强绝缘的隔板。

7.4.12 强电设备与强电端子的连接和端子与电缆芯的连接应用插接或螺丝连接，弱电设备与弱电端子间的连接可采用焊接。屏内弱电端子与电缆芯的连接宜采用插接或螺丝连接。

7.5 控制电缆

7.5.1 控制电缆的敷设和选型应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》（GB 50217—2007）的有关规定。微机型继电保护装置及计算机测控装置二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆。

7.5.2 发电厂和变电站应采用铜芯控制电缆和绝缘导线。按机械强度要求，强电回路导体截面不应小于1.5mm^2，弱电回路导体截面不应小于0.5mm^2。

7.5.3 继电保护用电流互感器二次回路电缆截面的选择应保证互感器误差不超过规定值。计算条件应为系统最大运行方式下最不利的短路形式，并应计及电流互感器二次绕组接线方式、电缆阻抗换算系数、继电器阻抗换算系数及接线端子接触电阻等因素。对系统最大运行方式如无可靠根据，可按断路器的断流容量确定最大短路电流。

7.5.4 测量仪表装置用电流互感器的准确级次，按照该电流互感器二次绕组所串接的准确度要求最高的仪表选择，并符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》（GB/T 50063—2008）的规定。电流互感器二次回路电缆截面的选择，按照一次设备额定运行方式下电流互感器的误差不超过上述条件下选定的准确级次。计算条件应为电流互感器一次电流为额定值、一次电流三相对称平衡，并应计及电流互感器二次绕组接线方式、电缆阻抗换算系数、仪表阻抗换算系数和接线端子接触电阻及仪表保安系数诸因素。

7.5.5 继电保护和自动装置用电压互感器二次回路电缆截面的选择应保证最大负荷时，电缆的电压降不应超过额定二次电压的3%。

7.5.6 电测量仪表用电压互感器二次回路电缆截面的选择应符合下列规定：

1. 常用测量仪表回路电缆的电压降不应大于额定二次电压的3%。

2. Ⅰ、Ⅱ类电能计量装置的电压互感器二次专用回路压降不宜大于电压互感器额定二次电压的0.2%。

3. 其他电能计量装置二次回路压降不应大于额定二次电压的0.5%。

4. 当不能满足上述要求时,电能表、指示仪表电压回路可由电压互感器端子箱单独引接电缆,也可将保护和自动装置与仪表回路分别接自电压互感器的不同二次绕组。

7.5.7 控制回路电缆截面的选择应保证最大负荷时,控制电源母线至被控设备间连接电缆的电压降不应超过额定二次电压的10%。

7.5.8 当控制电缆的敷设长度超过制造长度时,或由于屏、台的搬迁而使原有电缆长度不够时,或更换电缆的故障段时,可用焊接法连接电缆。焊接法连接电缆时在连接处应设连接盒。有可能时,也可用其他屏上的端子排连接。

7.5.9 控制电缆宜采用多芯电缆,应尽可能减少电缆根数。当芯线截面为1.5mm^2或2.5mm^2时,电缆芯数不宜超过24芯。当芯线截面为4mm^2及以上时,电缆芯数不宜超过10芯。弱电控制电缆不宜超过50芯。

7.5.10 对双重化保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、双套跳闸绕组的控制回路等,两套系统不应合用一根多芯电缆。强、弱电信号不应合用一根多芯电缆。

7.5.11 7芯及以上的芯线截面小于4mm^2的较长控制电缆应留有必要的备用芯。但同一安装单位的同一起止点的控制电缆不必在每根电缆中都留备用芯,可在同类性质的一根电缆中预留备用芯。

7.5.12 应尽量避免将一根电缆中的各芯线接至屏上两侧的端子排,若为6芯及以上时,应设单独的电缆。

7.5.13 对较长的控制电缆应尽量减少电缆根数,同时也应避免电缆芯的多次转接。

在同一根电缆中不宜有两个及以上安装单位的电缆芯。

7.5.14 控制电缆的绝缘水平宜采用0.45/0.75kV级。

7.5.15 信号电缆屏蔽层的选型应符合下列规定:

1. 开关量信号电缆可选用外部总屏蔽。

2. 高电平模拟信号电缆宜选用对绞芯加外部总屏蔽,必要时也可用对绞芯分屏蔽。

3. 低电平模拟信号或脉冲信号电缆宜选用对绞芯分屏蔽,必要时也可选用对绞芯分屏蔽加外部总屏蔽。

7.5.16 发电厂及变电站设备间联系所采用的光缆应根据传输距离及速率选择多模或单模铠装光缆。

7.5.17 电缆耐火及阻燃的选择应符合下列规定:

1. 火力发电厂主厂房及易燃、易爆场所宜用阻燃电缆。

2. 发电厂、变电站直流、UPS、保安电源系统电缆应选用耐火电缆。

3. 在外部火势作用一定时间内需维持通电的下列场所或回路,明敷的电缆应实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆:

(1)消防、报警、应急照明、断路器操作直流电源和发电机组紧急停机的保安电源等重要回路。

(2)计算机监控、双重化继电保护、保安电源或应急电源等双回路合用同一通道未相互隔离时的其中一个回路。

11.4 电气系统采用计算机监控的设计

11.4.1 发电厂电气系统在DCS的监控

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

11.1 基本要求和设置原则

11.1.1 电气控制系统配置、控制方式等应与机、炉一致。

11.1.2 公用的厂用备用电源或两单元公用的厂用电源段,宜能分别在每一单元的计算机监控系统中进行监视和控制,确保任何时候只能在一个地方发出有效操作命令。

11.1.3 继电保护、自动准同步、自动调整励磁、高压厂用电源自动切换、备自投装置、保安电源应采用专门的独立装置或回路。

11.2 监控范围

11.2.1 发电厂电气系统在DCS的监控范围可包括下列设备:

1. 发电视变压器组或发电机变压器线路组。

2. 发电机励磁系统。

3. 厂用高压电源,包括单元工作变压器和启动/备用或公用/备用变压器。

4. 主厂房低压变压器及低压母线分段,辅助厂房低压变压器高压断路器,主厂房PC至MCC馈线。

5. 单元机组用柴油发电机程控启动命令。

11.3 监测范围

11.3.1 发电厂电气系统在DCS的监测应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的规定,监测范围可包括下列内容:

1. 包括《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第11.2节所规定的项目。

2. 单元机组直流和UPS。

11.4 硬操后备

11.4.1 操作员站台宜保留的后备硬手操及辅助屏可保留的显示仪表包括下列内容:

1. 发电机变压器组(发电机)紧急跳闸按钮。

2. 发电机灭磁开关紧急跳闸按钮。

3. 柴油发电机启动按钮。

4. 显示仪表:①发电机频率;②发电机功率。

11.5 数据采集

11.5.1 开关量:监控所涉及的全部开关量,包括程控、连锁、报警、动态画面等信号所需的开关量。

11.5.2 模拟量:监测所涉及的全部模拟量,测点应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的规定,还包括变压器的温度模拟量。

11.5.3 事件顺序记录量(SOE):单元机组范围内的断路器跳闸。

11.5.4 推荐的数据量宜按照《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录M的有关内容确定。

11.6 通信接口

11.6.1 电力网络计算机监控系统、电气保护与自动化装置(ASS、AVR等)、直流系统、UPS宜设置与DCS的通信接口。

11.7 顺序控制

11.7.1 发电厂电气系统的顺序控制应符合下列规定:

1. 发电机变压器组顺序控制应与整套炉、机、电顺序控制设计相配合。

2. 顺序控制应能与软手操之间实现无扰动切换。

3. 机组的启停过程应与厂用系统的切换相配合。

11.8 实时画面

11.8.1 发电厂电气系统在DCS的实时画面宜包括下列内容:

1. 发电机变压器组画面及模拟量显示。

2. 发电机励磁系统画面及模拟量显示。

3. 单元厂用工作高压电源和启动/备用或公用/备用电源和电动机画面及模拟量显示。

4. 单元低压变及PC电源进线和电动机画面及模拟量显示。

5. 保安电源系统画面及模拟量显示。

6. 直流系统画面及进线回路模拟量显示。

7. UPS系统画面及进线回路模拟量显示。

11.9 性能计算及报表管理

11.9.1 发电厂电气系统在DCS系统的性能计算及报表管理宜包括下列内容:

1 监控和监测范围内的参量召唤显示和报警、打印。

2 发电机和厂用电系统主要参数、性能计算及曲线显示。

3 电厂管理必要的曲线显示和打印。

11.4.2 变电站和发电厂电力网络部分的计算机监控

规范引用 **《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)**

12.1 基本要求和设置原则

12.1.1 发电厂电力网络计算机监控系统基本要求和设置原则应符合现行行业标准《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》(DL/T 5226—2013)的有关规定。

12.1.2 变电站计算机监控系统基本要求和设置原则应符合现行行业标准《220 kV～500 kV变电所计算机监控系统设计技术规程》(DL/T 5149—2001)的有关规定。

12.1.3 220 kV及以上的线路、主变压器的继电保护和安全自动装置应采用专门的独立装置。110 kV及以下宜采用测控保护合一装置。

12.1.4 110 kV及以上断路器测控屏应保留后备手动操作手段。

12.2 基本功能

12.2.1 计算机监控系统应具有以下功能:

1. 电力网络电气设备的安全监控。

2. 数据采集和处理。

3. 事件顺序记录。
4. 远方集中和就地控制操作。
5. 应能实现远动功能并满足电网调度实时性、安全性和可靠性的要求。
6. 防误操作闭锁。
7. 同步鉴定。
8. 人机对话。
9. 同步时钟对时。
10. 电压无功自动控制功能。

12.3 监控范围

12.3.1 计算机监控范围应包括下列设备：
1. 发电厂电力网络及变电站输电线、母线设备、330～750kV 并联电抗器。
2. 变电站主变压器和联络变压器。
3. 站用电系统。
4. 变电站消防水泵的启动命令。
5. 35(66)kV 及以下并联电容器、并联电抗器。

12.4 监测范围

12.4.1 计算机监测应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的有关规定，范围可包括下列内容：
1. 包括《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第 12.3.1 条所规定的项目。
2. 直流系统及 UPS。

12.5 网络结构及间隔层布置

12.5.1 变电站和发电厂网络部分的计算机监控系统应采用开放式、分层分布式结构。应设站控层和间隔层。站控层设备宜集中设置，包括主机/操作员站、工程师站、五防工作站、远动通信设备、公用接口设备等。

12.5.2 330kV 及以上变电站的间隔层设备在经济技术比较后宜根据继电器小室的布置情况分散布置。

12.6 数据采集

12.6.1 计算机监控系统应采集以下数据：
1. 开关量：监控、监测所涉及的全部开关量。
2. 模拟量：监控、监测所涉及的全部电气模拟量，应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的有关规定，还应包括变压器、电抗器的温度模拟量。
3. 脉冲量：应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)的有关规定。电能计量也可采用数字通信输入方式。
4. 事件顺序记录(SOE)：监控范围内的断路器事故跳闸或继电保护动作的开关量。

12.6.2 推荐的数据采集量宜按照《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录 N 的内容确定。

12.7 实时画面

12.7.1 实时画面及实时参数显示宜包括下列内容：

1. 主接线画面及模拟量显示。
2. 站用电画面及模拟量显示。
3. 网络直流系统、UPS画面及模拟量显示。

12.8 性能计算及报表管理

12.8.1 性能计算及报表管理应包括下列内容:

1. 监控和监测范围内的参量召唤显示和报警、打印。
2. 高压母线、变压器、线路主要参数、潮流分布、性能计算和曲线显示。
3. 电网管理必要的曲线显示和打印。

12.9 通信接口

12.9.1 计算机监控应包括以下与其他智能设备的接口:

1. 保护及信息管理子站的接口。
2. 电能量采集装置的接口。
3. 网络直流系统的接口。
4. 网络UPS的接口。
5. 各机组分散控制系统DCS的接口。
6. 发电厂全厂(站)信息管理系统SIS的接口等。

11.4.3 发电厂电气系统在ECMS的监控

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

13.1 基本要求和设置原则

13.1.1 规模为300MW及以上的火力发电厂机组宜装设发电厂电气监控管理系统(ECMS)。

13.1.2 发电厂电气监控管理系统应根据电厂的控制方式统筹考虑,采用监控方式或监测方式。非单元制控制方式的发电厂,发电厂的电气系统宜由ECMS监控。ECMS系统采用监控方式时操作员站应按冗余配置。

13.1.3 发电厂电力网络电气监控系统与电气监控管理系统可统一规划。

13.2 基本功能

13.2.1 发电厂电气监控管理系统功能包括发电厂电气设备的监控及管理,主要为机组(高、低压厂用电系统、发电机变压器)的监控管理实现发电厂电气系统正常运行及事故情况下的监控/监测和管理、维护。ECMS宜具备以下功能,实际工程中应根据所采用监控或监测的方式进行选用:

1. 数据采集。
2. 数据处理。
3. 控制功能。
4. 运行管理。
5. 事故管理。
6. 人机联系。
7. 电气网络分析与计算。
8. 设备维护及检修管理。

9. 系统改造辅助设计。

10. 当 ECMS 与发电厂电力网络计算机监控统一规划时，ECMS 还应具备发电厂电力网络监控的同步检定、防误闭锁、调度自动化等功能，具体应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第 12 章的有关规定。

13.3 监控范围

13.3.1 ECMS 监控范围包括机组时，监控对象应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第 11.2 节的规定。

13.3.2 ECMS 与网络监控系统统一规划时，发电厂电力网络部分的监控对象应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第 12.3 节的规定。

13.3.3 ECMS 监控范围还可包括以下设备：

1. 低压 PC 至 MCC 馈线开关。
2. 低压 PC 系统中至非旋转负荷馈线开关。
3. 选择可控开关时的 MCC 进线开关。
4. 选择可控开关时的 MCC 系统中至非旋转负荷馈线开关。
5. 独立的电气自动装置。

13.4 监测范围

13.4.1 ECMS 监测范围可包括以下设备：

1. 高压厂用电系统所有回路。
2. 低压 PC 系统所有回路。
3. 低压 MCC 系统所有回路。
4. 发电机励磁、同期及保护系统。
5. 快切/备用电源自投装置。
6. 机组直流及 UPS 系统。
7. 发电机变压器组故障录波系统。
8. 发电机变压器组设备在线监测系统。
9. 升压站设备状态监测系统。
10. 柴油发电机控制系统。
11. 厂用低压变压器温度。
12. 高、低压电动机。

13.5 网络结构和系统构成

13.5.1 ECMS 宜采用分层分布式结构，设站控层、通信管理层、现场层。

13.5.2 当 ECMS 采用监控方式时，各网络层宜采用双网、双冗余配置，并按照机组、公用系统分别组网；当 ECMS 采用监测功能时，现场层宜采用单网，通信管理层及以站控层的网络可采用单网或双网。

13.5.3 高压厂用电系统应每回路设置一台现场测控装置。高压厂用电系统现场测控装置可以由保护、测控一体化设备构成。

13.5.4 380V PC 系统应按每回路设置一台测控装置，也可采用断路器的脱扣器测控装置一体化配置，应根据供电回路性质、功能及经济性等要求确定。

13.5.5 380V MCC 系统电动机馈线宜按每回路设置一台测控装置，而对 MCC 非旋转负荷馈线，可多回路设置一台测控单元，但当系统设计为监控时，应按每回路设置一台测控

装置。

13.5.6 通信管理站应根据监控系统的总体要求进行配置，当采用监控方式时，通信管理站应冗余配置；采用监测方式时，通信管理站可采用单机配置。

高压厂用电配电装置通信管理站宜按段配置。380V 宜按不同系统 PC 段分别设置通信管理站。

13.5.7 通信管理站宜独立组屏，安装于发电厂各个配电室内，也可集中安装在电子设备间或附近的继电器室内。

13.6 数据采集

13.6.1 ECMS 数据采集应包括开关量、模拟量、电能量、SOE 量与设备运行管理有关的数据。

13.7 实时画面

13.7.1 ECM 监控控系统画面应满足电气设备运行和管理的需要，并根据监控范围符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)第 11.8 节和第 12.7 节的规定。

13.8 接口方式

13.8.1 电气监控管理系统与发电厂其他计算机监控系统接口包括以下内容：

1. 当机组电气设备通过 DCS 控制并以硬接线为主时，ECMS 系统与 DCS 通信宜通过上层以太网与 DCS 接口，也可通过通信管理站与 DCS DPU 柜接口。

2. 当 DCS 对电气设备控制通过与本系统通信实现时，本系统与 DCS 接口可通过通信管理站与 DCS DPU 接口，且通信管理站配置应与 DCS DPU 配置协调对应。

3. ECMS 与电厂信息系统接口应通过以太网连接。

4. ECMS 与电厂电力网络计算机监控系统独立设置时，接口应通过以太网连接。

13.8.2 电气设备与 ECMS 接口方式应符合下列规定：

1. 当 ECMS 采用监控方式时，独立的电气装置如快切/备用电源自投装置、同期装置、励磁调节系统、保护系统、故障录波等设备宜以硬接线接入现场测控单元。当 ECMS 系统采用监测方式电气设备在 DCS 控制时，以硬接线接入 DCS，以通信方式接入通信管理站。

2. 高压厂用电系统断路器控制及测量通过综保装置或测控单元以通信方式接入通信管理站。

3. 低压厂用电系统采用框架断路器智能脱扣器作为现场测控单元时，智能脱扣器与 ECMS 宜采用串行通信接口接入 ECMS 通信管理站；当设独立的现场测控单元时，厂用各回路设备宜以硬接线接入现场测控单元。

4. 机组直流及 UPS 宜采用串行通信接口接入 ECMS 通信管理站。

5. 发电机变压器组设备在线监测系统、升压站设备状态监测系统、厂用低压变压器温度监测及管理系统宜采用通信接口方式接入 ECMS 通信管理站。

11.4.4 220～750kV 变电站的计算机监控

规范引用 《220～750kV 变电站设计技术规程》(DL/T 5218—2012)

6.4.1 220～750kV 变电站应采用计算机监控。

6.4.2 变电站计算机监控系统的设计,应满足电力行业标准《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》(DL/T 5149—2001)的要求。

计算机监控系统应能实现对变电站可靠,合理,完善的监视,测量、控制,并具备遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能.具有与调度通信中心交换信息的能力。监控系统宜采用开放式分层分布式结构,由站控层、间隔层,以及网络设备构成。

6.4.3 变电站计量与测量装置的设计,应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB 50063—2008)及电力行业标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T 5137—2001)的规定。

6.4.4 变电站计算机监控系统宜采用电力行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 规定的通信标准。

6.4.5 变电站配置 1 套公用的时钟同步系统,时钟源双重化配置。时钟同步系统对时范围包括:监控系统站控层设备、保护及故障信息管理子站、保护装置、测控装置、故障录波装置、故障测距、相量测量装置及站内其他智能设备等。时钟同步精度和守时精度满足站内所有设备的对时精度要求。

6.4.6 变电站二次接线的设计,应符合电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的规定。

11.4.5 35～220kV 城市地下变电站的计算机监控系统

规范引用 《35～220kV 城市地下变电站设计规定》(DL/T 5216—2005)

6.7.1 地下变电站监控和二次接线的设计应符合《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》(DL/T 5149—2001)和《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的有关规定。

6.7.2 地下变电站断路器、主变压器中性点接地隔离开关、主变压器有载调压开关应在主控制室内集中监控;电动隔离开关宜在主控制室内集中监控;接地开关和母线接地器宜就地操作。

6.7.3 地下变电站计算机监控系统应采用分层、分布、开放式结构。220kV 枢纽变电站网站系统宜采用双网双机冗余配置;其他变电站宜采用单网单机配置。

11.4.6 35～110kV 无人值班变电所的计算机监控

规范引用 《35～110kV 无人值班变电所设计规范》(DL/T 5103—2012)

4.8.1 220kV 变电站计算机监控系统的设计,应符合现行行业标准《220～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》(DL/T 5149—2001)的要求;35～110kV 变电站计算机监

控系统应具备信息采集和处理、控制操作、防误闭锁、报警处理、远动、人机联系、系统自诊断与自恢复等功能。

4.8.2 无人值班变电站计算机监控系统的控制操作对象宜包括:各电压等级的断路器(含站用电进线及分段400V断路器)、隔离开关、接地开关、主变及站用变有载调压分接头以及站内其他需要执行启动/停止的重要设备。

4.8.3 35～110kV变电站站控层与间隔层应采用直接连接方式,采用单以太网结构。监控系统直接采集保护、直流系统及其他智能设备的信息,宜采用统一的通信规约。

4.8.4 220kV变电站站控层与间隔层应采用直接连接方式,宜采用双以太网结构。监控系统直接采集保护、直流系统及其他智能设备的信息,宜采用统一的通信规约。

4.8.5 110kV及以下变电站远动通信设备宜配置单台,必要时也可配置两台;主机兼操作员站宜配置单台。

4.8.6 220kV变电站站控层的远动通信设备应配置两台,主机兼操作员站可配置单台。

4.8.7 变电站计算机监控系统宜具备顺序控制功能,并能配合远方监控中心执行远方顺序控制功能。

4.8.8 变电站计算机监控系统站控层、间隔层均应具备完整的防误操作闭锁功能。

4.8.9 变电站中有同期功能需求时,应由计算机监控系统完成。

4.8.10 监控系统宜具备无功电压优化控制(AVQC)功能,控制策略应符合相关电网调度自动化或区域监控中心给定的目标要求。

4.8.11 监控系统网络交换机宜具备网络管理功能,支持端口和MAC地址的绑定,以提高系统安全性。

4.8.12 变电站二次接线的设计,应符合现行行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的要求。

4.8.13 站内可只装设由监控系统驱动的、简单的音响报警装置。

4.8.14 二次设备室、蓄电池室的环境温度监测由计算机监控系统完成,室内空调可在远方监控中心进行控制。

4.8.15 计算机监控系统输入/输出信号量参见《35～110kV无人值班变电所设计规范》(DL/T 5103—2012)附录A。

11.5 二次设备及控制电缆抗干扰的要求

11.5.1 常规二次回路和设备的接地

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

16.1.1 常规二次机柜的金属外壳、电缆的金属外铠和电缆设施的安全接地应符合现行行业标准《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)的规定。

16.1.2 有交流电源输入的二次机柜应有工作接零。供电电缆中应含零线芯。零线芯不应与二次机柜的金属外壳相连接。

当为三相五线制交流电源向二次机柜供电时，供电电缆中应含零线芯(N)和保护接地线(PE)芯。接地线(PE)芯应与二次机柜的金属外壳相连接。接地线芯的材料和截面应符合现行行业标准《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)的要求。

11.5.2 抗干扰接地

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

16.2.1 装有电子装置的屏柜应设有供公用零电位基准点逻辑接地的总接地板。总接地板铜排的截面不应小于 $100mm^2$。

16.2.2 当单个屏柜内部的多个装置的信号逻辑零电位点分别独立，并且不需引出装置小箱(浮空)或需与小箱壳体连接时，总接地铜排可不与屏体绝缘；各装置小箱的接地引线应分别与总接地铜排可靠连接。

16.2.3 当屏柜上多个装置组成一个系统时，屏柜内部各装置的逻辑接地点均应与装置小箱壳体绝缘，并分别引接至屏柜内总接地铜排。总接地铜排应与屏柜壳体绝缘。组成一个控制系统的多个屏柜组装在一起时，只应有一个屏柜的总接地铜排有引出地线连接至安全接地网。其他屏柜的绝缘总接地铜排均应分别用绝缘铜绞线接至有接地引出线的屏柜的绝缘总接地铜排上。

当采用没有隔离的 RS-232-C 从一个房间到另一个房间进行通信时，它们必须共用同一接地系统。如果不能将各建筑物中的电气系统都接到一个公共的接地系统时，则彼此的通信必须实现电气上的隔离，如采用隔离变压器、光隔离、隔离化的短程调制解调器。

16.2.4 零电位母线应仅在一点用绝缘铜绞线或电缆就近连接至接地干线上(如控制室夹层的环形接地母线上)。零电位母线与主接地网相连处不得靠近有可能产生较大故障电流和较大电气干扰的场所，如避雷器、高压隔离开关、旋转电机附近及其接地点。

16.2.5 在继电器室屏柜下层的电缆沟(夹层)内，按屏柜布置的方向敷设 $100mm^2$ 的专用首末端连接的铜排(缆)，形成继电器室内的等电位接地网。

应在主控室、继电器室、敷设二次电缆的沟道、配电装置的就地端子箱及保护用结合滤波器等处，使用截面不小于 $100mm^2$ 的裸铜排(缆)敷设与主接地网连接的等电位接地网。

分散布置的保护继电器小室、通信室与继电器室之间应使用截面不小于 $100mm^2$ 的与厂、站主接地网相连接的铜排(缆)将保护继电器小室与继电器室的等电位接地网可靠连接。

沿二次电缆的沟道敷设截面不小于 $100mm^2$ 的裸铜排(缆)，构建室外的等电位接地网等电位接地网。

继电器室内的等电位接地网必须与厂、站的主接地网可靠连接。

微机型继电保护装置屏内的交流供电电源(照明、打印机和调制解调器)的中性线(零线)不应接入等电位接地网。

16.2.6 保护和控制装置的屏柜下部应设有截面不小于 $100mm^2$ 的接地铜排。屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 $4mm^2$ 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应用截面不小于 50mm。的铜缆与保护室内的等电位接地网相连。各屏柜的总接地铜排应首末可靠连接成环网，并仅在一点引出与电力安全接地网相连。

配电装置的就地端子箱内应设置截面不小于 $100mm^2$ 的裸铜排，并使用截面不小于

$100mm^2$的铜缆与电缆沟道内的等电位接地网连接。

16.2.7 逻辑接地系统的接地线应符合下列规定:

1. 逻辑接地线应采用绝缘铜绞线或电缆,不允许使用裸铜线,不允许与其他接地线混用。

2. 逻辑接地绝缘铜绞线或电缆的截面应符合下列规定。

(1)零电位母线(铜排)至接地网之间:不应小于$35mm^2$。

(2)屏间零电位母线间的连接线:不应小于$16mm^2$。

3. 逻辑接地线与接地体的连接应采用焊接,不允许采用压接。

4. 逻辑接地线的布线应尽可能短。

11.5.3 计算机系统的接地

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

16.3.1 计算机系统应有稳定、可靠的接地。计算机系统的保护性接地和功能性接地宜共用一组接地装置。

16.3.2 发电厂、变电站的计算机宜利用电力保护接地网,与电力保护接地网一点相连,不宜设置独立的计算机接地系统。当为小接地电流系统或低压配电网时,接入电力保护接地网的接地电阻不能满足计算机接地电阻的要求时,应补充接地体。

16.3.3 计算机系统应设有截面不小于$100mm^2$的零电位接地铜排,以构成零电位母线。零电位母线应仅由一点焊接引出两根并联的绝缘铜绞线或电缆,并于一点与最近的交流接地网的接地干线焊接,如焊接至控制室电缆夹层的环形接地母线上。环形接地母线应与室外接地网可靠连接,室外接地网应至少有2处与主接地网相连。计算机零电位母线接入主接地网的接地点与大电流入地点沿接地导体的距离不宜小于15m。

16.3.4 计算机系统内的逻辑地、信号地、屏蔽地均应用绝缘铜绞线或电缆接至总接地铜排,达到"一点接地"的要求。

16.3.5 主机及外设的接地方式如下:

1. 主机和外设机柜应与基础绝缘,对地绝缘电阻应大于50MΩ,并与钢制电缆管、电缆槽道等绝缘。

2. 集中布置机柜的接地应用绝缘铜绞线或电缆引接至总接地铜排。

3. 距离主机较远的外设(如I/O通道、CRT控制台等)的接地应用绝缘铜绞线或电缆直接引接至总接地铜排。

4. 打印机等电噪声较大的外设可通过三孔电源插座的接地脚接地。

5. 继电器柜、操作台等与基础不绝缘的机柜不得接到总接地铜排,可就近接地。

16.3.6 计算机信号电缆屏蔽层的接地方式如下:

1. 当信号源浮空时,屏蔽层应在计算机侧接地。

2. 当信号源接地时,屏蔽层应在信号源侧接地。

3. 当放大器浮空时,屏蔽层的一端宜与屏蔽罩相连;另一端宜共模接地(当信号源接地时接信号地,当信号源浮空时接现场地)。

16.3.7 各种用途接地线的截面选择应符合表11-1的规定。

表 11-1 各种用途接地线的截面选择表

序号	连接对象	接地铜线最小截面/mm^2
1	总接地板——接地点	35
2	结算及系统地——总接地板	16
3	机柜间链式接地连接线	2.5
4	机柜与钢筋接地连接线	2.5
5	外设经三孔插头接地	按厂家预供电缆规范

注：①表中接线采用绝缘铜绞线或电缆。
②计算机系统地包括逻辑地、信号地、屏蔽地。

11.5.4 其他抗干扰措施

规范引用 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

16.4.1 控制电源馈线不宜构成闭环运行。不应使地电位差串入二次回路。电缆通道应有均压措施。

16.4.2 二次回路中可能产生过电压时，应设放电消弧等措施。

16.4.3 电子回路的导体和电缆应尽可能远离干扰源，必要时应设置干扰隔离措施。

16.4.4 电子装置的电源进线应设必要的滤波去耦措施。

16.4.5 继电器室、电子装置应有可靠屏蔽措施。

16.4.6 电缆的屏蔽层应可靠接地，并应符合下列规定：

1. 计算机监控系统的模拟信号回路控制电缆屏蔽层，不得构成两点或多点接地，应集中式一点接地。对于双层屏蔽电缆，内屏蔽应一端接地，外屏蔽应两端接地。

2. 屏蔽电缆的屏蔽层应在开关场和控制室内两端接地。在控制室内屏蔽层宜在保护屏上接于屏柜内的接地铜排；在开关场屏蔽层应在与高压设备有一定距离的端子箱接地。互感器每相二次回路经屏蔽电缆从高压箱体引至端子箱，该电缆屏蔽层在高压箱体和端子箱两端接地。

3. 电力线载波用同轴电缆屏蔽层应在两端分别接地，并紧靠同轴电缆敷设截面不小于100mm 两端接地的铜导线。

4. 传送音频信号应采用屏蔽双绞线，其屏蔽层应在两端接地。

5. 传送数字信号的保护与通信设备间的距离大于 50m 时，应采用光缆。

6. 对于低频、低电平模拟信号的电缆，如热电偶用电缆，屏蔽层应在最不平衡端或电路本身接地处一点接地。

7. 两点接地的屏蔽电缆宜采取相关措施，防止在暂态电流作用下屏蔽层被烧熔。

16.4.7 为了有效防止和减少雷电电涌过电压，减少雷电作用下通过交流 220/380V 供电系统对电子设备的危害，发电厂、变电站电子设备可根据现行行业标准《发电厂、变电站电子信息系统 220/380V 电源电涌保护配置、安装及验收规程》(DL/T 5408—2009)的规定配置电源电涌保护装置。

11.6 电测量及计量的设置要求

11.6.1 电测量装置的一般规定

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.1.1 电测量装置的配置应正确反映电力装置的电气运行参数和绝缘状况。

3.1.2 电测量装置宜包括计算机监控系统的测量部分、常用电测量仪表,以及其他综合装置中的测量部分。

3.1.3 电测量装置可采用直接仪表测量、一次仪表测量或二次仪表测量。

3.1.4 电测量装置的准确度要求不应低于表 11-2 的规定。

表 11-2 电测量装置的准确度要求

电测量装置类型名称		准确度/级
计算机监控系统的测量部分(交流采样)		误差不大于 0.5%,其中电网频率测量误差不大于 0.01Hz
常用电测量仪表、综合装置中的测量部分	指针式交流仪表	1.5
	指针式直流仪表	1.0(经变送器二次测量)
	指针式直流仪表	1.5
	数字式仪表	0.5
	记录型仪表	应满足测量对象的准确度要求

3.1.5 交流回路指示仪表的综合准确度不应低于 2.5 级,直流回路指示仪表的综合准确度不应低于 1.5 级,接于电测量变送器二次侧仪表的准确度不应低于 1.0 级。用于电测量装置的电流、电压互感器及附件、配件的准确度不应低于表 11-3 的规定。

表 11-3 电测量装置电流、电压互感器及附件、配件的准确度要求(级)

电测量装置准确度	附件、配件准确度			
	电流、电压互感器	变送器	分流器	中间互感器
0.5	0.5	0.5	0.5	0.2
1.0	0.5	0.5	0.5	0.2
1.5	1.0	0.5	0.5	0.2
2.5	1.0	0.5	0.5	0.5

3.1.6 指针式测量仪表测量范围的选择,宜保证电力设备额定值指示在仪表标度尺的 2/3 处。有可能过负荷运行的电力设备和回路,测量仪表宜选用过负荷仪表。

3.1.7 多个同类型电力设备和回路的电测量可采用选择测量方式。

3.1.8 经变送器的二次测量,其满刻度值应与变送器的校准值相匹配,可按《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)附录 A 和附录 B 计算。

3.1.9 双向电流的直流回路和双向功率的交流回路,应采用具有双向标度的电流表和功率表。具有极性的直流电流和电压回路,应采用具有极性的仪表。

3.1.10 重载启动的电动机和有可能出现短时冲击电流的电力设备和回路，宜采用具有过负荷标度尺的电流表。

3.1.11 发电厂和变(配)电所装设远动遥测、计算机监控系统，且采用直流系统采样时，二次测量仪表、计算机和远动遥测系统宜共用一套变送器。

3.1.12 励磁回路仪表的上限值不得低于额定工况的1.3倍，仪表的综合误差不得超过1.5%。

3.1.13 无功补偿装置的测量仪表量程应满足设备允许通过的最大电流和允许耐受的最高电压的要求。并联电容器组的电流测量应按并联电容器组持续通过的电流为其额定电流的1.35倍设计。

3.1.14 计算机监控系统中的测量部分、综合装置中的测量部分，当其精度满足要求时，可取代相应的常用电测量仪表。

3.1.15 直接仪表测量中配置的电测量装置，应满足相应一次回路动热稳定的要求。

11.6.2 电流测量

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

规范引用

3.2.1 下列回路，应测量交流电流：

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2. 双绕组主变压器的一侧，三绕组主变压器的三侧，自耦变压器的三侧，自耦变压器公共绕组回路。

3. 双绕组厂(所)用变压器的一侧及各分支回路，三绕组厂(所)用变压器的三侧，发电机励磁变压器的高压侧。

4. 柴油发电机接至低压保安段进线及交流不停电电源的进线回路。

5. 1200V及以上的线路，1200V以下的供电、配电和用电网络的总干线路。

6. 220kV及以上电压等级断路器3/2接线、4/3接线和角型接线的各断路器回路。

7. 母线联络断路器、母线分段断路器、旁路断路器和桥断路器回路。

8. 330kV及以上电压等级并联电抗器组及其中性点小电抗，10～66kV低压并联电抗器和并联电容器回路。

9. 50kV·A及以上的照明变压器和消弧线圈回路。

10. 55kW及以上的电动机，55kW以下保安用电动机。

3.2.2 下列回路除应符合《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)第3.2.1条的规定外，尚应测量三相交流电流：

1 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2 110kV及以上电压等级输电线路和变压器回路。

3 330kV及以上电压等级并联电抗器组，变压器低压侧装有无功补偿装置的总回路。

4 照明变压器、照明与动力共用的变压器，照明负荷占15%及以上的动力与照明混合供电的3kV以下的线路。

5 三相负荷不平衡率大于10%的1200V及以上的电力用户线路，三相负荷不平衡率大于15%的1200V以下的供电线路。

3.2.3 下列回路，宜测量负序电流，且负序电流测量仪表的准确度不应低于1.0级。

1. 承受负序电流过负荷能力 A 值小于 10 的大容量汽轮发电机。

2. 负荷不平衡率超过额定电流 10%的发电机。

3. 负荷不平衡率超过 0.1 倍额定电流的 1200V 及以上线路。

3.2.4 下列回路,应测量直流电流:

1. 同步发电机、发电/电动机和同步电动机的励磁回路,自动及手动调整励磁的输出回路。

2. 直流发电机及其励磁回路,直流电动机及其励磁回路。

3. 蓄电池组的输出回路,充电及浮充电整流装置的输出回路。

4. 重要电力整流装置的直流输出回路。

3.2.5 整流装置的电流测量宜包含谐波监测。

11.6.3 电压测量和绝缘监测

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

规范引用

3.3.1 下列回路,应测量交流电压:

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2. 各电压等级的交流主母线。

3. 电力系统联络线(线路侧)。

4. 配置电压互感器的其他回路。

3.3.2 电力系统电压质量监视点和容量为 50MW 及以上的汽轮发电机电压母线,应测量并记录交流电压。

3.3.3 110kV 及以上中性点有效接地系统的主母线、变压器回路应测量三个线电压,66kV 及以下中性点有效接地系统的主母线、变压器回路可只测量一个线电压。单电压互感器接线的主母线、变压器回路可只测量单相电压或一个线电压。

3.3.4 下列回路,应监测交流系统的绝缘:

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2. 中性点非有效接地系统的母线和回路。

3.3.5 中性点非有效接地系统的主母线,宜测量母线的一个线电压和监测绝缘的三个相电压。

3.3.6 发电机定子回路的绝缘监测,可采用测量发电机电压互感器辅助二次绕组的零序电压方式,也可采用测量发电机的三个相电压方式。

3.3.7 下列回路,应测量直流电压:

1. 同步发电机和发电/电动机的励磁回路,相应的自动及手动调整励磁的输出回路。

2. 同步电动机的励磁回路。

3. 直流发电机回路。

4. 直流系统的主母线,蓄电池组、充电及浮充电整流装置的直流输出回路。

5. 重要电力整流装置的输出回路。

3.3.8 下列回路,应监测直流系统的绝缘:

1. 同步发电机和发电/电动机的励磁回路。

2. 同步电动机的励磁回路。

3. 直流系统的主母线和重要的直流回路。

4. 重要电力整流装置的输出回路。

3.3.9 直流系统应装设直接测量绝缘电阻值的绝缘监测装置，其测量准确度不应低于1.5级。

11.6.4 功率测量

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.4.1 下列回路，应测量有功功率：

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2. 双绕组主变压器的一侧，三绕组主变压器的三侧，以及自耦变压器的三侧。

3. 厂(所)用变压器：双绕组变压器的高压侧，三绕组变压器的三侧。

4. 3kV及以上输配电线路和用电线路。

5. 旁路断路器、母联(或分段)兼旁路断路器回路和35kV及以上的外桥断路器回路。

6. 发电机励磁变压器高压侧。

3.4.2 同步发电机和发电/电动机的机旁控制屏应测量发电机有功功率。

3.4.3 双向送、受电运行的输配电线路、水轮发电机、发电/电动机和主变压器等设备，应测量双方向有功功率。

3.4.4 下列回路，应测量无功功率：

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。

2. 双绕组主变压器的一侧，三绕组主变压器的三侧，以及自耦变压器的三侧。

3. 3kV及以上的输配电线路和用电线路。

4. 旁路断路器、母联(或分段)兼旁路断路器回路和35kV及以上的外桥断路器回路。

5. 330kV及以上并联电抗器。

6. 10～66kV低压并联电容器和电抗器组。

7. 发电机励磁变压器高压侧。

3.4.5 下列回路，应测量双方向的无功功率：

1. 具有进相、滞相运行要求的同步发电机、发电/电动机。

2. 主变压器低压侧装设并联电容器和电抗器的总回路。

3. 10kV及以上用电线路。

3.4.6 发电机、发电/电动机宜测量功率因数。

11.6.5 频率测量

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.5.1 频率测量范围应为45～55Hz，准确度不应低于0.2级。

3.5.2 下列回路，应测量频率：

1. 接有发电机变压器组的各段母线。

2. 发电机。

3. 电网有可能解列运行的各段母线。

3.5.3 同步发电机和发电/电动机的机旁控制屏上,应测量发电机的频率。

11.6.6 发电厂(变电所)公用电气测量

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.6.1 总装机容量为300MW及以上的火力发电厂,以及调频或调峰的火力发电厂,宜监视并记录下列电气参数:

1. 主控制室(网络控制室)和单元控制室应监视主电网的频率。调频或调峰发电厂尚应记录主电网的频率。

2. 调频或调峰发电厂,当采用主控方式时,热控屏上应监视主电网的频率。

3. 主控制室(网络控制室)应监视并记录全厂总和有功功率。主控制室控制的热控屏上尚应监视全厂总和有功功率。

4. 主控制室(网络控制室)应监视全厂厂用电率。

3.6.2 总装机容量为300MW及以上的水力发电厂,以及调频或调峰的水力发电厂,中央控制室宜监视并记录下列电气参数:

1. 主电网的频率。

2. 全厂总和有功功率。

3.6.3 220kV及以上的系统枢纽变电所,主控制室宜监视主电网的频率。

3.6.4 当采用常测方式时,发电厂(变电所)公用电气测量仪表宜采用数字式仪表。

11.6.7 静止补偿及串联补偿装置的测量

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.7.1 静止补偿装置宜测量并记录下列参数:

1. 一个系统参考线电压。

2. 静止补偿装置所接母线的一个线电压。

3. 静止补偿装置用中间变压器高压侧的三相电流。

4. 分组并联电容器和电抗器回路的单相电流和无功功率。

5. 分组晶闸管控制电抗器和晶闸管投切电容器回路的单相电流和无功功率。

6. 分组谐波滤波器组回路的单相电流和无功功率。

7. 总回路的三相电流、无功功率和无功电能。

8. 当总回路下装设并联电容器和电抗器时,应测量双方向的无功功率,并应分别计量进相、滞相运行的无功电能。

3.7.2 固定串联补偿装置宜测量并记录下列参数:

1. 串补线路电流。

2. 电容器电流。

3. 电容器不平衡电流。

4. 金属氧化物避雷器电流。

5. 金属氧化物避雷器温度。

6. 旁路断路器电流。

7. 串补无功功率。

3.7.3 可控串联补偿装置宜测量并记录下列参数：

1. 串补线路电流。

2. 串补线路电压。

3. 电容器电压。

4. 电容器不平衡电流。

5. 金属氧化物避雷器电流。

6. 金属氧化物避雷器温度。

7. 旁路断路器电流。

8. 晶闸管阀电流。

9. 触发角。

10. 等值容抗。

11. 补偿度。

12. 串补无功功率。

11.6.8 公用电网谐波的监测

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

3.8.1 公用电网谐波的监测可采用连续监测或专项监测。

3.8.2 在谐波监测点，宜装设谐波电压和谐波电流测量仪表。谐波监测点应结合谐波源的分布布置，并应覆盖主网及全部供电电压等级。

3.8.3 下列回路，宜设置谐波监测点：

1. 系统指定谐波监测点(母线)。

2. 10～66kV 无功补偿装置所连接母线的谐波电压。

3. 向谐波源用户供电的线路送电端。

4. 一条供电线路上接有两个及以上不同部门的谐波源用户时，谐波源用户受电端。

5. 特殊用户所要求的回路。

6. 其他有必要监测的回路。

3.8.4 用于谐波测量的电流互感器和电压互感器的准确度不宜低于 0.5 级。

3.8.5 谐波测量的次数不应少于 2～15 次。

3.8.6 谐波电流和电压的测量可采用数字式仪表，测量仪表的准确度不宜低于 1.0 级。

11.6.9 电能计量

规范引用 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》(GB/T 50063—2008)

4.1.1 电能计量装置应满足发电、供电、用电准确计量的要求。

4.1.2 电能计量装置应按其所计量对象的重要程度和计量电能的多少分类,并应符合下列规定:

1. 月平均用电量5000MW·h及以上或变压器容量为10MV·A及以上的高压计费用户、200MW及以上发电机或发电/电动机、发电企业上网电量、电网经营企业之间的电量交换点,以及省级电网经营企业与其供电企业的供电关口计量点的电能计量装置,应为Ⅰ类电能计量装置。

2. 月平均用电量1000MW·h及以上或变压器容量为2MV·A及以上的高压计费用户、100MW及以上发电机或发电/电动机,以及供电企业之间的电量交换点的电能计量装置,应为Ⅱ类电能计量装置。

3. 月平均用电量100MW·h以上或负荷容量为315kV·A及以上的计费用户、100MW以下发电机、发电企业厂(站)用电量、供电企业内部用于承包考核的计量点、考核有功电量平衡的110kV及以上电压等级的送电线路,以及无功补偿装置的电能计量装置,应为Ⅲ类电能计量装置。

4. 负荷容量为315kV·A以下的计费用户、发供电企业内部经济技术指标分析,以及考核用的电能计量装置,应为Ⅳ类电能计量装置。

5. 单相电力用户计费用电能计量装置,应为Ⅴ类电能计量装置。

4.1.3 电能计量装置的准确度不应低于表11-4的规定。

表11-4 电能计量装置的准确度要求

电能计量	准确度/级			
装置类别	有功电能表	无功电能表	电压互感器	电流互感器
Ⅰ类	0.2S	2.0	0.2	0.2S或0.2
Ⅱ类	0.5S	2.0	0.2	0.2S或0.2
Ⅲ类	1.0	2.0	0.5	0.5s
Ⅳ类	2.0	2.0	0.5	0.5s
Ⅴ类	2.0	—	—	0.5s

注:0.2级电流互感器仅用于发电机计量回路。

4.1.4 电能表的电流和电压回路应分别装设电流和电压专用试验接线盒。

4.1.5 执行功率因数调整电费的用户,应装设具有计量有功电能、感性和容性无功电能功能的电能计量装置;按最大需量计收基本电费的用户应装设具有最大需量功能的电能表;实行分时电价的用户应装设复费率电能表或多功能电能表。

4.1.6 具有正向和反向输电的线路计量点,应装设计量正向和反向有功电能及四象限无功电能的电能表。

4.1.7 进相和滞相运行的发电机回路,应分别计量进相和滞相的无功电能。

4.1.8 中性点有效接地系统的电能计量装置应采用三相四线的接线方式;中性点非有效接地系统的电能计量装置宜采用三相三线的接线方式。经消弧线圈等接地的计费用户且年平均中性点电流大于0.1%额定电流时,应采用三相四线的接线方式;照明变压器、照明与动力共用的变压器、照明负荷占15%及以上的动力与照明混合供电的1200V及以上的供电线路,以及三相负荷不平衡率大于10%的1200V及以上的电力用户线路,应采用三相四线的接线方式。

4.1.9 应选用过载4倍及以上的电能表。经电流互感器接入的电能表，标定电流不宜超过电流互感器额定二次电流的30％（对S级为20％），额定最大电流宜为额定二次电流的120％。直接接入式电能表的标定电流应按正常运行负荷电流的30％选择。

4.1.10 当发电厂和变（配）电所装设远动遥测和计算机监控时，电能计量、计算机和远动遥测宜共用一套电能表。电能表应具有数据输出或脉冲输出功能，也可同时具有两种输出功能。电能表脉冲输出参数应满足计算机和远动遥测的要求，数据输出的通信规约应符合国家现行标准《多功能电能表通信规议》（DL/T 645—2007）的有关规定。

4.1.11 发电电能关口计量点和省级及以上电网公司之间电能关口计量点，应装设两套准确度相同的主、副电能表。发电企业上网线路的对侧应设置备用和考核计量点，并应配置与对侧相同规格、等级的电能计量装置。

4.1.12 Ⅰ类电能计量装置应在关口点根据进线电源设置单独的计量装置。

4.1.13 低压供电且负荷电流为50A及以下时，宜采用直接接入式电能表；负荷低压供电且电流为50A以上时，宜采用经电流互感器接入式的接线方式。

4.1.14 Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类电能计量装置应具有电压失压计时功能。

4.2 有功、无功电能的计量

4.2.1 下列回路，应计量有功电能：

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。
2. 双绕组主变压器的一侧，三绕组主变压器的三侧，以及自耦变压器的三侧。
3. 1200V及以上的线路，1200V以下网络的总干线路。
4. 旁路断路器、母联（或分段）兼旁路断路器回路。
5. 双绕组厂（所）用变压器的高压侧，三绕组厂（所）用变压器的三侧。
6. 厂用、所用电源线路及厂外用电线路。
7. 外接保安电源的进线回路。
8. 3kV及以上高压电动机回路。

4.2.2 下列回路，应计量无功电能：

1. 同步发电机和发电/电动机的定子回路。
2. 双绕组主变压器的一侧，三绕组主变压器的三侧，以及自耦变压器的三侧。
3. 10kV及以上的线路。
4. 旁路断路器、母联（或分段）兼旁路断路器回路。
5. 330kV及以上并联电抗器。
6. 66kV及以下低压并联电容器和并联电抗器组。

12

继电保护、安全自动装置及调度自动化

12.1 线路、母线和断路器继电保护的配置、整定计算及设备选择

12.1.1 继电保护一般规定

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.1 一般规定

4.1.1 保护分类

电力系统中的电力设备和线路,应装设短路故障和异常运行的保护装置。电力设备和线路短路故障的保护应有主保护和后备保护,必要时可增设辅助保护。

4.1.1.1 主保护

主保护是满足系统稳定和设备安全要求,能以最快的速度有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

4.1.1.2 后备保护

后备保护是主保护或断路器拒动时,用以切除故障的保护。后备保护可分为远后备和近后备两种方式。

(1)远后备是当主保护或断路器拒动时,由相邻电力设备或线路的保护实现后备。

(2)近后备是当主保护拒动时,由该电力设备或线路的另一套保护实现后备的保护;当断路器拒动时,由断路器失灵保护来实现的后备保护。

4.1.1.3 辅助保护

辅助保护是为补充主保护和后备保护的性能或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

4.1.1.4 异常运行保护

异常运行保护是反应被保护电力设备或线路异常运行状态的保护。

4.1.2 对继电保护性能的要求

继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

4.1.2.1 可靠性

可靠性是指保护该动作时应动作,不该动作时不动作。

为保证可靠性，宜选用性能满足要求、原理尽可能简单的保护方案，应采用由可靠的硬件和软件构成的装置，并应具有必要的自动检测、闭锁、告警等措施，以及便于整定、调试和运行维护。

4.1.2.2 选择性

选择性是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障，当故障设备或线路本身的保护或断路器拒动时，才允许由相邻设备、线路的保护或断路器失灵保护切除故障。

为保证选择性，对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内有配合要求的两元件（如启动与跳闸元件、闭锁与动作元件），其灵敏系数及动作时间应相互配合。

当重合于本线路故障，或在非全相运行期间健全相又发生故障时，相邻元件的保护应保证选择性。在重合闸后加速的时间内以及单相重合闸过程中发生区外故障时，允许被加速的线路保护无选择性。

在某些条件下必须加速切除短路时，可使保护无选择动作，但必须采取补救措施，例如采用自动重合闸或备用电源自动投入来补救。

发电机、变压器保护与系统保护有配合要求时，也应满足选择性要求。

4.1.2.3 灵敏性

灵敏性是指在设备或线路的被保护范围内发生故障时，保护装置具有的正确动作能力的裕度，一般以灵敏系数来描述。灵敏系数应根据不利正常（含正常检修）运行方式和不利故障类型（仅考虑金属性短路和接地故障）计算。

各类短路保护的灵敏系数，不宜低于附录 A 中表 A.1 内所列数值。

4.1.2.4 速动性

速动性是指保护装置应能尽快地切除短路故障，其目的是提高系统稳定性，减轻故障设备和线路的损坏程度，缩小故障波及范围，提高自动重合闸和备用电源或备用设备自动投入的效果等。

4.1.3 制定保护配置方案时，对两种故障同时出现的稀有情况可仅保证切除故障。

4.1.4 在各类保护装置接于电流互感器二次绕组时，应考虑到既要消除保护死区，同时又要尽可能减轻电流互感器本身故障时所产生的影响。

4.1.5 当采用远后备方式时，在短路电流水平低且对电网不致造成影响的情况下（如变压器或电抗器后而发生短路，或电流助增作用很大的相邻线路上发生短路等），如果为了满足相邻线路保护区末端短路时的灵敏性要求，将使保护过分复杂或在技术上难以实现时，可以缩小后备保护作用的范围。必要时，可加设近后备保护。

4.1.6 电力设备或线路的保护装置，除预先规定的以外，都不应因系统振荡引起误动作。

4.1.7 使用于 220～500kV 电网的线路保护，其振荡闭锁应满足如下要求：

①系统发生全相或非全相振荡，保护装置不应误动作跳闸；

②系统在全相或非全相振荡过程中，被保护线路如发生各种类型的不对称故障，保护装置应有选择性地动作跳闸，纵联保护仍应快速动作；

③系统在全相振荡过程中发生三相故障，故障线路的保护装置应可靠动作跳闸，并允许带短延时。

4.1.8 有独立选相跳闸功能的线路保护装置发出的跳闸命令，应能直接传送至相关断路器的分相跳闸执行回路。

4.1.9 使用于单相重合闸线路的保护装置，应具有在单相跳闸后至重合前的两相运行过程中，健全相再故障时快速动作三相跳闸的保护功能。

4.1.10 技术上无特殊要求及无特殊情况时，保护装置中的零序电流方向元件应采用自产零序电压，不应接入电压互感器的开口三角电压。

4.1.11 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同时断线、失压时，应发告警信号，并闭锁可能误动作的保护。

保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应发告警信号，除母线保护外，允许跳闸。

4.1.12 数字式保护装置，应满足下列要求：

4.1.12.1 宜将被保护设备或线路的主保护(包括纵、横联保护等)及后备保护综合在一整套装置内，共用直流电源输入回路及交流电压互感器和电流互感器的二次回路。该装置应能反应被保护设备或线路的各种故障及异常状态，并动作于跳闸或给出信号。

对仅配置一套主保护的设备，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。

4.1.12.2 保护装置应尽可能根据输入的电流、电压量，自行判别系统运行状态的变化，减少外接相关的输入信号来执行其应完成的功能。

4.1.12.3 对适用于110kV及以上电压线路的保护装置，应具有测量故障点距离的功能。

故障测距的精度要求为：对金属性短路误差不大于线路全长的±3%。

4.1.12.4 对适用于220kV及以上电压线路的保护装置，应满足：

①除具有全线速动的纵联保护功能外，还应至少具有三段式相间、接地距离保护，反时限和/或定时限零序方向电流保护的后备保护功能；

②对有监视的保护通道，在系统正常情况下，通道发生故障或出现异常情况时，应发出告警信号；

③能适用于弱电源情况；

④在交流失压情况下，应具有在失压情况下自动投入的后备保护功能，并允许不保证选择性。

4.1.12.5 保护装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常上作状态，但应防止误告警。

除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，装置不应误动作跳闸，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块(插件)。

4.1.12.6 保护装置的定值应满足保护功能的要求，应尽可能做到简单、易整定；用于旁路保护或其他定值经常需要改变时，宜设置多套(一般不少于8套)可切换的定值。

4.1.12.7 保护装置必须具有故障记录功能，以记录保护的动作过程，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息，但不要求代替专用的故障录波器。

保护装置故障记录的要求是：

①记录内容应为故障时的输入模拟量和开关量、输出开关量、动作元件、动作时间、返回时间、相别。

②应能保证发生故障时不丢失故障记录信息。

③应能保证在装置直流电源消失时，不丢失已记录信息。

4.1.12.8 保护装置应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如开关变化、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换等，记录应保证充足的容量。

4.1.12.9 保护装置应能输出装置的自检信息及故障记录，后者应包括时间、动作事件报告、动作采样值数据报告、开入、开出和内部状态信息、定值报告等。装置应具有数字/图形输出功能及通用的输出接口。

4.1.12.10 时钟和时钟同步

①保护装置应设硬件时钟电路，装置失去直流电源时，硬件时钟应能正常工作。

②保护装置应配置与外部授时源的对时接口。

4.1.12.11 保护装置应配置能与自动化系统相连的通信接口，通信协议符合《远动设备及系统 第5部分：传输规约 第103篇：继电保护设备信息接口配套标准》(DL/T 667—1999)，并宜提供必要的功能软件，如通信及维护软件、定值整定辅助软件、故障记录分析软件、调试辅助软件等。

4.1.12.12 保护装置应具有独立的DC/DC变换器供内部回路使用的电源。拉、合装置直流电源或直流电压缓慢下降及上升时，装置不应误动作。直流消失时，应有输出触点以启动告警信号。直流电源恢复(包括缓慢恢复)时，变换器应能自启动。

4.1.12.13 保护装置不应要求其交、直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。

4.1.12.14 保护装置的软件应设有安全防护措施，防止程序出现不符合要求的更改。

4.1.13 使用于220kV及以上电压的电力设备非电量保护应相对独立，并具有独立的跳闸出口回路。

4.1.14 继电器和保护装置的直流工作电压，应保证在外部电源为80%～115%额定电压条件下可靠工作。

4.1.15 对220～500kV断路器三相不一致，应尽量采用断路器本体的三相不一致保护，而不再另外设置三相不一致保护；如断路器本身无三相不一致保护，则应为该断路器配置三相不一致保护。

4.1.16 跳闸出口应能自保持，直至断路器断开。自保持宜由断路器的操作回路来实现。

12.1.2 3～10kV线路保护配置原则

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

4.4 3～10kV线路保护

3～10kV中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地应按本条规定装设相应的保护。

4.4.1 相间短路保护应按下列原则配置：

4.4.1.1 保护装置如由电流继电器构成，应接于两相电流互感器上，并在同一网路的所有线路上，均接于相同两相的电流互感器上。

4.4.1.2 保护应采用远后备方式。

4.4.1.3 如线路短路使发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压的60%以及线路导线截面过小，不允许带时限切除短路时，应快速切除故障。

4.4.1.4 过电流保护的时限不大于0.5～0.7s，且没有4.4.1.3所列情况，或没有配合上要求时，可不装设瞬动的电流速断保护。

4.4.2 对相间短路，应按下列规定装设保护：

4.4.2.1 单侧电源线路

可装设两段过电流保护，第一段为不带时限的电流速断保护；第二段为带时限的过电流保护，保护可采用定时限或反时限特性。

带电抗器的线路，如其断路器不能切断电抗器前的短路，则不应装设电流速断保护。此时，应由母线保护或其他保护切除电抗器前的故障。

自发电厂母线引出的不带电抗器的线路，应装设无时限电流速断保护，其保护范围应保证切除所有使该母线残余电压低于额定电压60%的短路。为满足这一要求，必要时，保护可无选择性动作，并以自动重合闸或备用电源自动投入来补救。

保护装置仅装在线路的电源侧。线路不应多级串联，以一级为宜，不应超过二级。必要时，可配置光纤电流差动保护作为主保护，带时限的过电流保护为后备保护

4.4.2.2 双侧电源线路

①可装设带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护。

②短线路、电缆线路、并联连接的电缆线路宜采用光纤电流差动保护作为主保护，带方向或不带方向的电流保护作为后备保护。

③并列运行的平行线路。

尽可能不并列运行，当必须并列运行时，应配以光纤电流差动保护，带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

4.4.2.3 环形网络的线路

3～10kV不宜出现环形网络的运行方式，应开环运行。当必须以环形方式运行时，为简化保护，可采用故障时将环网自动解列而后恢复的方法，对于不宜解列的线路，可参照4.4.2.2的规定。

4.4.2.4 发电厂厂用电源线

发电厂厂用电源线(包括带电抗器的电源线)，宜装设纵联差动保护和过电流保护。

4.4.3 对单相接地短路，应按下列规定装设保护：

4.4.3.1 在发电厂和变电所母线上，应装设单相接地监视装置。监视装置反应零序电压，动作于信号。

4.4.3.2 有条件安装零序电流互感器的线路，如电缆线路或经电缆引出的架空线路，当单相接地电流能满足保护的选择性和灵敏性要求时，应装设动作于信号的单相接地保护。如不能安装零序电流互感器，而单相接地保护能够躲过电流回路中的不平衡电流的影响，例如单相接地电流较大，或保护反应接地电流的暂态值等，也可将保护装置接于三相电流互感器构成的零序回路中。

4.4.3.3 在出线回路数不多，或难以装设选择性单相接地保护时，可用依次断开线路的方法，寻找故障线路。

4.4.3.4 根据人身和设备安全的要求，必要时，应装设动作于跳闸的单相接地保护。

4.4.4 对线路单相接地，可利用下列电流，构成有选择性的电流保护或功率方向保护：

①网络的自然电容电流；

②消弧线圈补偿后的残余电流，例如残余电流的有功分量或高次谐波分量；

③人工接地电流，但此电流应尽可能地限制在10～20A以内；

④单相接地故障的暂态电流。

4.4.5 可能时常出现过负荷的电缆线路应装设过负荷保护。保护宜带时限动作于信号，必要时可动作于跳闸。

4.4.6 3～10kV经低电阻接地单侧电源单回线路，除配置相间故障保护外，还应配置零序电流保护。

4.4.6.1 零序电流构成方式：可用三相电流互感器组成零序电流滤过器，也可加装独立的零序电流互感器，视接地电阻阻值、接地电流和整定值大小而定。

4.4.6.2 应装设二段零序电流保护，第一段为零序电流速断保护，时限宜与相间速断保护相同；第二段为零序过电流保护，时限宜与相间过电流保护相同。若零序时限速断保护不能保证选择性需要时，也可以配置两套零序过电流保护。

12.1.3 35～66kV线路保护配置原则

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.5 35～66kV线路保护

35～66kV中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地，应按下列规定装设相应的保护。

4.5.1 对相间短路，保护应按下列原则配置：

4.5.1.1 保护装置采用远后备方式。

4.5.1.2 下列情况应快速切除故障：

①如线路短路，使发电厂厂用母线电压低于额定电压的60%时；

②如切除线路故障时间长，可能导致线路失去热稳定时；

③城市配电网络的直馈线路，为保证供电质量需要时；

④与高压电网邻近的线路，如切除故障时间长，可能导致高压电网产生稳定问题时。

4.5.2 对相间短路，应按下列规定装设保护装置：

4.5.2.1 单侧电源线路。可装设一段或两段式电流速断保护和过电流保护，必要时可增设复合电压闭锁元件。由几段线路串联的单侧电源线路及分支线路，如上述保护不能满足选择性、灵敏性和速动性的要求时，速断保护可无选择地动作，但应以自动重合闸来补救。此时，速断保护应躲开降压变压器低压母线的短路。

4.5.2.2 复杂网络的单回线路：

(1)可装设一段或两段式电流速断保护和过电流保护，必要时，保护可增设复合电压闭锁元件和方向元件。如不满足选择性、灵敏性和速动性的要求或保护构成过于复杂时，宜采用距离保护。

(2)电缆及架空短线路，如采用电流电压保护不能满足选择性、灵敏性和速动性要求时，宜采用光纤电流差动保护作为主保护，以带方向或不带方向的电流电压保护作为后备保护。

(3)环形网络宜开环运行，并辅以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性。如必须环网运行，为了简化保护，可采用故障时先将网络自动解列而后恢复的方法。

4.5.2.3 平行线路。平行线路宜分列运行，如必须并列运行时，可根据其电压等级，重要程度和具体情况按下列方式之一装设保护，整定有困难时，允许双回线延时段保护之间的整定配合无选择性。

①装设全线速动保护作为主保护，以阶段式距离保护作为后备保护；

②装设有相继动作功能的阶段式距离保护作为主保护和后备保护。

4.5.3 中性点经低电阻接地的单侧电源线路装设一段或两段三相式电流保护，作为相间故障的主保护和后备保护；装设一段或两段零序电流保护，作为接地故障的主保护和后备保护。

串联供电的几段线路，在线路故障时，几段线路可以采用前加速的方式同时跳闸，并用顺序重合闸和备用电源自动投入装置来提高供电可靠性。

4.5.4 对中性点不接地或经消弧线圈接地线路的单相接地故障，保护的装设原则及构成方式按《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)4.4.3 和 4.4.4 的规定执行。

4.5.5 可能出现过负荷的电缆线路或电缆与架空混合线路，应装设过负荷保护，保护宜带时限动作于信号，必要时可动作于跳闸。

12.1.4 110～220kV 线路保护配置原则

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

4.6 110～220kV 线路保护

110～220kV 中性点直接接地电力网的线路，应按本条的规定装设反应相间短路和接地短路的保护。

4.6.1 110kV 线路保护。

4.6.1.1 110kV 双侧电源线路符合下列条件之一时，应装设一套全线速动保护：

①根据系统稳定要求有必要时；

②线路发生三相短路，如使发电厂厂用母线电压低于允许值(一般为 60%额定电压)，且其他保护不能无时限和有选择地切除短路时；

③如电力网的某些线路采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，而且能够改善整个电网保护的性能。

4.6.1.2 对多级串联或采用电缆的单侧电源线路，为满足快速性和选择性的要求，可装设全线速动保护作为主保护。

4.6.1.3 110kV 线路的后备保护宜采用远后备方式。

4.6.1.4 单侧电源线路，可装设阶段式相电流和零序电流保护，作为相间和接地故障的保护，如不能满足要求，则装设阶段式相间和接地距离保护，并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

4.6.1.5 双侧电源线路，可装设阶段式相间和接地距离保护，并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

4.6.2 220kV 线路保护。

220kV 线路保护应按加强主保护简化后备保护的基本原则配置和整定。

(1)加强主保护是指全线速动保护的双重化配置，同时，要求每一套全线速动保护的功

能完整，对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障。对于要求实现单相重合闸的线路，每套全线速动保护应具有选相功能。当线路在正常运行中发生不大于 100 Ω 的单相接地故障时，全线速动保护应有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸。

(2)简化后备保护是指主保护双重化配置，同时，在每一套全线速动保护的功能完整的条件下，带延时的相间和接地Ⅱ、Ⅲ段保护(包括相间和接地距离保护、零序电流保护)，允许与相邻线路和变压器的主保护配合，从而简化动作时间的配合整定。如双重化配置的主保护均有完善的距离后备保护，则可以不使用零序电流Ⅰ、Ⅱ段保护，仅保留用于切除经不大于 100Ω 电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

(3)线路主保护和后备保护的功能及作用。

能够快速有选择性地切除线路故障的全线速动保护以及不带时限的线路Ⅰ段保护都是线路的主保护。每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障均有完整的保护功能，两套全线速动保护可以互为近后备保护。线路Ⅱ段保护是全线速动保护的近后备保护。通常情况下，在线路保护Ⅰ段范围外发生故障时，如其中一套全线速动保护拒动，应由另一套全线速动保护切除故障，特殊情况下，当两套全线速动保护均拒动时，如果可能，则由线路Ⅱ段保护切除故障，此时，允许相邻线路保护Ⅱ段失去选择性。线路Ⅲ段保护是本线路的延时近后备保护，同时尽可能作为相邻线路的远后备保护。

4.6.2.1　对 220kV 线路，为了有选择性地快速切除故障，防止电网事故扩大，保证电网安全、优质、经济运行，一般情况下，应按下列要求装设两套全线速动保护，在旁路断路器代线路运行时，至少应保留一套全线速动保护运行。

①两套全线速动保护的交流电流、电压回路和直流电源彼此独立。对双母线接线，两套保护可合用交流电压回路；

②每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障；

③对要求实现单相重合闸的线路，两套全线速动保护应具有选相功能；

④两套主保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

⑤两套全线速动保护分别使用独立的远方信号传输设备。

⑥具有全线速动保护的线路，其主保护的整组动作时间应为：对近端故障≤20ms；对远端故障≤30ms(不包括通道时间)。

4.6.2.2　220kV 线路的后备保护宜采用近后备方式。但某些线路，如能实现远后备，则宜采用远后备，或同时采用远、近结合的后备方式。

4.6.2.3　对接地短路，应按下列规定之一装设后备保护：

对 220kV 线路，当接地电阻不大于 100Ω 时，保护应能可靠地切除故障。

(1)宜装设阶段式接地距离保护并辅之用于切除经电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

(2)可装设阶段式接地距离保护，阶段式零序电流保护或反时限零序电流保护，根据具体情况使用。

(3)为快速切除中长线路出口短路故障，在保护配置中宜有专门反应近端接地故障的辅助保护功能。

符合 4.6.2.1 规定时，除装设全线速动保护外，还应按本条的规定，装设接地后备保护和辅助保护。

4.6.2.4　对相间短路，应按下列规定装设保护装置：

①宜装设阶段式相间距离保护;

②为快速切除中长线路出口短路故障,在保护配置中宜有专门反应近端相间故障的辅助保护功能。

符合4.6.2.1规定时,除装设全线速动保护外,还应按本条的规定,装设相间短路后备保护和辅助保护。

4.6.3 对需要装设全线速动保护的电缆线路及架空短线路,宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。对中长线路,有条件时宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。接地和相间短路保护分别按4.6.2.3和4.6.2.4中的规定装设。

4.6.4 并列运行的平行线,宜装设与一般双侧电源线路相同的保护。

4.6.5 不宜在电网的联络线上接入分支线路或分支变压器。对带分支的线路,可装设与不带分支时相同的保护,但应考虑下述特点,并采取必要的措施。

4.6.5.1 当线路有分支时,线路侧保护对线路分支上的故障,应首先满足速动性,对分支变压器故障,允许跳线路侧断路器。

4.6.5.2 如分支变压器低压侧有电源,还应对高压侧线路故障装设保护装置,有解列点的小电源侧按无电源处理,可不装设保护。

4.6.5.3 分支线路上当采用电力载波闭锁式纵联保护时,应按下列规定执行:

①不论分支侧有无电源,当纵联保护能躲开分支变压器的低压侧故障,并对线路及其分支上故障有足够灵敏度时,可不在分支侧另设纵联保护,但应装设高频阻波器。当不符合上述要求时,在分支侧可装设变压器低压侧故障启动的高频闭锁发信装置。当分支侧变压器低压侧有电源且须在分支侧快速切除故障时,宜在分支侧也装设纵联保护。

②母线差动保护和断路器位置触点,不应停发高频闭锁信号,以免线路对侧跳闸,使分支线与系统解列。

4.6.5.4 对并列运行的平行线上的平行分支,如有两台变压器,宜将变压器分接于每一分支上,且高、低压侧都不允许并列运行。

4.6.6 对各类双断路器接线方式的线路,其保护应按线路为单元装设,重合闸装置及失灵保护等应按断路器为单元装设。

4.6.7 电缆线路或电缆架空混合线路应装设过负荷保护。保护宜动作于信号,必要时可动作于跳闸。

4.6.8 电气化铁路供电线路:采用三相电源对电铁负荷供电的线路,可装设与一般线路相同的保护。采用两相电源对电铁负荷供电的线路,可装设两段式距离、两段式电流保护。同时还应考虑下述特点,并采取必要的措施。

4.6.8.1 电气化铁路供电产生的不对称分量和冲击负荷可能会使线路保护装置频繁启动,必要时,可增设保护装置快速复归的回路。

4.6.8.2 电气化铁路供电在电网中造成的谐波分量可能导致线路保护装置误动,必要时,可增设谐波分量闭锁回路。

12.1.5 330～500kV线路保护配置原则

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.7 330～500kV线路保护

4.7.1 330～500kV线路对继电保护的配置和对装置技术性能的要求，除按《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)4.6.2及4.6.3的要求外，还应考虑下列问题：

①线路输送功率大，稳定问题严重，要求保护动作快，可靠性高及选择性好；

②线路采用大截面分裂导线、不完全换位及紧凑型线路所带来的影响；

③长线路、重负荷，电流互感器变比大，二次电流小对保护装置的影响；

④同杆并架双回线路发生跨线故障对两回线跳闸和重合闸的不同要求；

⑤采用大容量发电机、变压器所带来的影响；

⑥线路分布电容电流明显增大所带来的影响；

⑦系统装设串联电容补偿和并联电抗器等设备所带来的影响；

⑧交直流混合电网所带来的影响；

⑨采用带气隙的电流互感器和电容式电压互感器，对电流、电压传变过程所带来的影响；

⑩高频信号在长线路上传输时，衰耗较大及通道干扰电平较高所带来的影响以及采用光缆、微波迂回通道时所带来的影响。

4.7.2 330～500kV线路，应按下列原则实现主保护双重化：

①设置两套完整、独立的全线速动主保护；

②两套全线速动保护的交流电流、电压回路，直流电源互相独立(对双母线接线，两套保护可合用交流电压回路)；

③每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障；

④对要求实现单相重合闸的线路，两套全线速动保护应有选相功能，线路正常运行中发生接地电阻为4.7.3③中规定数值的单相接地故障时，保护应有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸；

⑤每套全线速动保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈；

⑥每套全线速动保护应分别使用互相独立的远方信号传输设备；

⑦具有全线速动保护的线路，其主保护的整组动作时间应为：对近端故障≤20ms；对远端故障≤30ms(不包括通道传输时间)。

4.7.3 330～500kV线路，应按下列原则设置后备保护：

①采用近后备方式；

②后备保护应能反应线路的各种类型故障；

③接地后备保护应保证在接地电阻不大于下列数值时，有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸：330kV线路为150Ω；500kV线路为300Ω。

④为快速切除中长线路出口故障，在保护配置中宜有专门反应近端故障的辅助保护功能。

4.7.4 当330～500kV线路双重化的每套主保护装置都具有完善的后备保护时，可不

再另设后备保护。只要其中一套主保护装置不具有后备保护时,则必须再设一套完整、独立的后备保护。

4.7.5 330～500kV 同杆并架线路发生跨线故障时,根据电网的具体情况,当发生跨线异名相瞬时故障允许双回线同时跳闸时,可装设与一般双侧电源线路相同的保护;对电网稳定影响较大的同杆并架线路,宜配置分相电流差动或其他具有跨线故障选相功能的全线速动保护,以减少同杆双回线路同时跳闸的可能性。

4.7.6 根据一次系统过电压要求装设过电压保护,保护的整定值和跳闸方式由一次系统确定。过电压保护应测量保护安装处的电压,并作用于跳闸。当本侧断路器已断开而线路仍然过电压时,应通过发送远方跳闸信号跳线路对侧断路器。

4.7.7 装有串联补偿电容的 330～500kV 线路和相邻线路,应按 4.7.2 和 4.7.3 的规定装设线路主保护和后备保护,并应考虑下述特点对保护的影响,采取必要的措施防止不正确动作。

①由于串联电容的影响可能引起故障电流、电压的反相;

②故障时串联电容保护间隙的击穿情况;

③电压互感器装设位置(在电容器的母线侧或线路侧)对保护装置工作的影响。

12.1.6 母线保护和断路器失灵保护

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

4.8 母线保护

4.8.1 对 220～500kV 母线,应装设快速有选择地切除故障的母线保护。

①对一个半断路器接线,每组母线应装设两套母线保护;

②对双母线、双母线分段等接线,为防止母线保护因检修退出失去保护,母线发生故障会危及系统稳定和使事故扩大时,宜装设两套母线保护。

4.8.2 对发电厂和变电所的 35～110kV 电压的母线,在下列情况下应装设专用的母线保护:

①110kV 双母线;

②110kV 单母线、重要发电厂或 110kV 以上重要变电所的 35～66kV 母线,需要快速切除母线上的故障时;

③35～66kV 电力网中,主要变电所的 35～66kV 双母线或分段单母线需快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障,以保证系统安全稳定运行和可靠供电。

4.8.3 对发电厂和主要变电所的 3～10kV 分段母线及并列运行的双母线,一般可由发电机和变压器的后备保护实现对母线的保护。在下列情况下,应装设专用母线保护:

①须快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障,以保证发电厂及电力网安全运行和重要负荷的可靠供电时;

②当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路时。

4.8.4 对 3～10kV 分段母线宜采用不完全电流差动保护,保护装置仅接入有电源支路的电流。保护装置由两段组成,第一段采用无时限或带时限的电流速断保护,当灵敏系数不符合要求时,可采用电压闭锁电流速断保护;第二段采用过电流保护,当灵敏系数不符合要求时,可将一部分负荷较大的配电线路接入差动回路,以降低保护的启动电流。

4.8.5 专用母线保护应满足以下要求：

(1)保护应能正确反应母线保护区内的各种类型故障，并动作于跳闸。

(2)对各种类型区外故障，母线保护不应由于短路电流中的非周期分量引起电流互感器的暂态饱和而误动作。

(3)对构成环路的各类母线(如一个半断路器接线、双母线分段接线等)，保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(4)母线保护应能适应被保护母线的各种运行方式：

①应能在双母线分组或分段运行时，有选择性地切除故障母线。

②应能自动适应双母线连接元件运行位置的切换。切换过程中保护不应误动作，不应造成电流互感器的开路；切换过程中，母线发生故障，保护应能正确动作切除故障；切换过程中，区外发生故障，保护不应误动作。

③母线充电合闸于有故障的母线时，母线保护应能正确动作切除故障母线。

(5)双母线接线的母线保护，应设有电压闭锁元件。

①对数字式母线保护装置，可在启动出口继电器的逻辑中设置电压闭锁回路，而不在跳闸出口触点回路上串接电压闭锁触点。

②对非数字式母线保护装置电压闭锁触点应分别与跳闸出口触点串接。母联或分段断路器的跳闸回路可不经电压闭锁触点控制。

(6)双母线的母线保护应保证：

①母联与分段断路器的跳闸出口时间不应大于线路及变压器断路器的跳闸出口时间。

②能可靠切除母联或分段断路器与电流互感器之间的故障。

(7)母线保护仅实现三相跳闸出口，且应允许接于本母线的断路器失灵保护共用其跳闸出口回路。

(8)母线保护动作后，除一个半断路器接线外，对不带分支且有纵联保护的线路，应采取措施，使对侧断路器能速动跳闸。

(9)母线保护应允许使用不同变比的电流互感器。

(10)当交流电流回路不正常或断线时应闭锁母线差动保护，并发出告警信号，对一个半断路器接线可以只发告警信号不闭锁母线差动保护。

(11)闭锁元件启动、直流消失、装置异常、保护动作跳闸应发出信号。此外，应具有启动遥信及事件记录触点。

4.8.6 在旁路断路器和兼作旁路的母联断路器或分段断路器上，应装设可代替线路保护的保护装置。

在旁路断路器代替线路断路器期间，如必须保持线路纵联保护运行，可将该线路的一套纵联保护切换到旁路断路器上，或者采取其他措施，使旁路断路器仍有纵联保护在运行。

4.8.7 在母联或分段断路器上，宜配置相电流或零序电流保护，保护应具备可瞬时和延时跳闸的回路，作为母线充电保护，并兼作新线路投运时(母联或分段断路器与线路断路器串接)的辅助保护。

4.8.8 对各类双断路器接线方式，当双断路器所连接的线路或元件退出运行而双断路器之间仍连接运行时，应装设短引线保护以保护双断路器之间的连接线故障。

4.9 断路器失灵保护

4.9.1 在220～500kV电力网中，以及110kV电力网的个别重要部分，应按下列原则

装设一套断路器失灵保护：

①线路或电力设备的后备保护采用近后备方式。

②如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区，而其他线路或变压器后备保护切除又扩大停电范围，并引起严重后果时(必要时，可为该保护死区增设保护，以快速切除该故障)。

③对220～500kV分相操作的断路器，可仅考虑断路器单相拒动的情况。

4.9.2 断路器失灵保护的启动应符合下列要求：

4.9.2.1 为提高动作可靠性，必须同时具备下列条件，断路器失灵保护方可启动：

①故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回(故障切除后，启动失灵的保护出口返回时间应不大于30ms)。

②断路器未断开的判别元件动作后不返回。若主设备保护出口继电器返回时间不符合要求时，判别元件应双重化。

4.9.2.2 失灵保护的判别元件一般应为相电流元件，发电机变压器组或变压器断路器失灵保护的判别元件应采用零序电流元件或负序电流元件。判别元件的动作时间和返回时间均不应大于20ms。

4.9.3 失灵保护动作时间应按下述原则整定：

4.9.3.1 一个半断路器接线的失灵保护应瞬时再次动作于本断路器的两组跳闸线圈跳闸，再经一时限动作于断开其他相邻断路器。

4.9.3.2 单、双母线的失灵保护，视系统保护配置的具体情况，可以较短时限动作于断开与拒动断路器相关的母联及分段断路器，再经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器；也可仅经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器；变压器断路器的失灵保护还应动作于断开变压器接有电源一侧的断路器。

4.9.4 失灵保护装设闭锁元件的原则：

4.9.4.1 一个半断路器接线的失灵保护不装设闭锁元件。

4.9.4.2 有专用跳闸出口回路的单母线及双母线断路器失灵保护应装设闭锁元件。

4.9.4.3 与母差保护共用跳闸出口回路的失灵保护不装设独立的闭锁元件，应共用母差保护的闭锁元件，闭锁元件的灵敏度应按失灵保护的要求整定；对数字式保护，闭锁元件的灵敏度宜按母线及线路的不同要求分别整定。

4.9.4.4 设有闭锁元件的，闭锁原则同4.8.5(5)。

4.9.4.5 发电机、变压器及高压电抗器断路器的失灵保护，为防止闭锁元件灵敏度不足应采取相应措施或不设闭锁回路。

4.9.5 双母线的失灵保护应能自动适应连接元件运行位置的切换。

4.9.6 失灵保护动作跳闸应满足下列要求：

4.9.6.1 对具有双跳闸线圈的相邻断路器，应同时动作于两组跳闸回路。

4.9.6.2 对远方跳对侧断路器的，宜利用两个传输通道传送跳闸命令。

4.9.6.3 应闭锁重合闸。

4.10 远方跳闸保护

4.10.1 一般情况下220～500kV线路，下列故障应传送跳闸命令，使相关线路对侧断路器跳闸切除故障：

①一个半断路器接线的断路器失灵保护动作；

②高压侧无断路器的线路并联电抗器保护动作；

③线路过电压保护动作；

④线路变压器组的变压器保护动作；

⑤线路串联补偿电容器的保护动作且电容器旁路断路器拒动或电容器平台故障。

4.10.2 对采用近后备方式的，远方跳闸方式应双重化。

4.10.3 传送跳闸命令的通道，可结合工程具体情况选取：

①光缆通道；

②微波通道；

③电力线载波通道；

④控制电缆通道；

⑤其他混合通道。

一般宜复用线路保护的通道来传送跳闸命令，有条件时，优先选用光缆通道。

4.10.4 为提高远方跳闸的安全性，防止误动作，对采用非数字通道的，执行端应设置故障判别元件。对采用数字通道的，执行端可不设置故障判别元件。

4.10.5 可以作为就地故障判别元件启动量的有低电流、过电流、负序电流、零序电流、低功率、负序电压、低电压、过电压等。就地故障判别元件应保证对其所保护的相邻线路或电力设备故障有足够灵敏度。

4.10.6 远方跳闸保护的出口跳闸回路应独立于线路保护跳闸回路。

4.10.7 远方跳闸应闭锁重合闸。

12.1.7 继电保护的整定计算规定

规范引用 《电力工程电气设计手册》(电气二次部分)

一、整定计算的主要问题

合理的选择电网继电保护的定值，并经常保持它们相互之间协调配合的关系，以便在发生故障时按预定要求快速而有选择性地切除故障，这是保证电力系统安全运行的必要条件。

在工程设计阶段，应进行必要整定计算，用以检验继电保护配置是否符合规程、是否满足系统运行要求，并应确定各保护装置的技术参数要求，落实设备选型及订货。

在确定电网继电保护的定值时，以下的基本原则应予以遵守。

1. 逐级配合原则

(1)上、下级保护之间，除有特殊规定外，必须遵循逐级配合原则，在上、下级灵敏系数之间与上、下级动作时间之间均需相互配合，以保证在电网发生故障时或出现异常运行情况下，保护有选择地动作。

(2)各种保护按阶段原则选择整定值和控制短路功率的方向(如果这是必要的话)来保证动作的选择性，具有“绝对选择性”的纵联或横联差动保护除外。

(3)相邻保护之间，一般主保护段与主保护段配合，后备保护段与后备保护段配合，如果后备保护段与相邻主保护段配合可以满足后备段灵敏度，也可以这样配合，以加速保护动作时间。

(4)反应同种故障类型的保护之间进行配合，即相间保护与相间保护配合，接地保护与

接地保护配合。但如果不同保护反应了同一短路类型,当上一级保护范围伸长而且时限不配合时,可能引起非选择性动作,因此也需要考虑这种配合问题。

(5)当两侧电源的保护无方向性时,应接正反两个方向与相邻保护配合,当可选择带方向性保护时,其整定按单方向配合。

(6)使用自动重合闸的线路,保护定值应保证在重合于永久性故障时,或者在单相重合过程中不论健全相是否发生故障,保护装置仍能保证选择性。

(7)当保护装置使用瞬时测量回路时,应考虑在相邻线路故障,有关开关相继跳闸的整个过程中,其定值均能与相邻线路保护相互配合,并应保证在区外故障又引起振荡的情况下,故障元件保护的选择性。

2. 灵敏系数校验原则

(1)保护灵敏系数允许按常见不利运行方式下的不利故障类型进行校验。线路保护的灵敏系数除在设计原理上需要靠相继动作的保护来保证以外,还必须在对侧开关跳闸前和跳闸后也均能满足规定的要求。

常见不利运行方式是指正常不利运行方式和一条线路或一台电力设备检修的运行方式。

(2)在复杂网络中,当相邻元件故障,而其保护或开关拒动时,允许按其他有足够灵敏度的分支相继跳闸后的条件来校验本保护的灵敏系数。

(3)在工程设计中,灵敏系数的校验均采用金属性短路作校验条件。有配合关系的相邻保护之间的灵敏系数应保证本线路保护的灵敏系数高于相邻线路有配合关系的保护的灵敏系数。

3. 时限级差的选择原则

定时限保护装置之间除在灵敏系数上必须配合外,在动作时限上也应配合。动作时限的配合按时限阶梯原则来确定。两个相邻保护装置之间动作时差用时限阶段 Δt 表示,Δt 大小由以下几个因素确定:

(1)被整定保护时间元件的正误差及与之相配合保护的负误差;

(2)断路器跳闸时间(从发脉冲到熄弧);

(3)储备时间,一般取 0.1s。

110kV 及以上电网断路器跳闸时间基本上为 0.04～0.06s,Δt 大小主要取决于采用时间元件的精度,对一般电磁型时间继电器,Δt 可取 0.5s;对高精度时间元件,Δt 可取 0.3s。

4. 短路计算原则

在工程设计阶段,继电保护整定时,对已运行设备,短路计算所需各设备的阻抗参数应采用实测值。尚未投产或规划中的设备参数可利用典型参数作计算值。一般情况下,短路计算采用以下假设条件。

(1)忽略发电机、调相机、变压器、架空线路,电缆线路等阻抗参数的电阻部分,并假定旋转电机的负序电抗等于正序阻抗,即 $X_2=X_1$。

(2)发电机及调相机的正序阻抗可采用 $t=0$ 时的初瞬态电抗 X''_d的饱和值。

(3)发电机电势可以假定均等于 1(标幺值)且相位一致,只有在计算线路非全相运行电流和全相振荡电流时,才考虑线路两侧发电机综合电势间有一定的相角差。

(4)不考虑短路电流的衰减以及强励与调压器的作用。对利用机端电压励磁的发电机出口附近的故障,应从动作时间上满足保护可靠动作的要求。

(5)各级电压可采用标称额定电压值(如220kV、110kV、35kV等)或选用某一平均电压值,而不考虑变压器电压分接头实际位置的变动。

(6)不计线路电容电流和负荷电流的影响。

(7)不计故障点的电阻和接地电阻。

(8)不计短路暂态电流中的非周期分量。

当用计算机计算短路电流时,也可采用与稳定计算相同的参数。

对有针对性的专题分析和对某些装置特殊需要的计算,可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

5. 运行方式和变压器中性点接地方式的确定原则

合理选择运行方式是改善保护性能,充分发挥保护效能的关键之一。继电保护整定计算应以常见的运行方式为依据。

所谓常见运行方式是指正常运行方式和与被保护设备相邻近的一回线或一个元件正常检修的方式。

(1)计算保护定值时,一般只考虑在常见运行方式下,一回线或一个元件故障的情况,对某些不常见的特殊运行方式,可以依据实际情况处理。

(2)在计算最大零序故障电流和考虑零序电流保护之间的配合关系时,如果选择停用检修的线路为与本运行线路有零序互感的平行线路,应考虑线路停用后又在两端接地的情况。

(3)对同杆井架双回线,应考虑双回线同时检修或故障的情况。

(4)变压器中性点接地运行方式的安排应尽量保持变电所零序阻抗基本不变。

根据设备绝缘水平,自耦变压器、带负荷调压变压器等. 其中性点必须直接接地。

按保证系统各种运行方式下零序电流和电压分布大致不变,使接地电流保护具有必要的灵敏度与可靠性,要求电网中同一厂站实行部分变压器直接接地,部分变压器不接地,以便接地变压器检修时将同容量不接地变压器改为接地运行,具体来说:

如果变电所只有一台220kV或110kV变压器,且中性点直接接地,计算正常保护定值时,可只考虑变压器中性点接地的正常运行方式。当变压器检修时,可作为特殊情况处理。

如果变电所有两台及以上220kV或110kV变压器,一般只将一台变压器中性点接地运行,当该变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器改为直接接地。如果由于某些原因,变电所正常时必须有两台变压器中性点直接接地运行,当其中一台变压器停运时,若有第三台变压器,则将第三台变压器改为直接接地运行,否则,按特殊情况处理。

对有三台及以上220kV或110kV变压器的双母线运行的发电厂,一般正常时按两台变压器中性点直接接地运行,并把它们分别接于两不同母线上,当其中一台中性点直接接地变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器直接接地。

有时根据系统稳定要求,需要降低零序电流,以有利于减少通信干扰,要求系统中减少接地点或接地变压器的容量,此时可将向重要用户送电的双回短线路的两台变压器中性点不接地分裂运行,或高压分裂、低压并列,两台变压器中性点互联,但不接地,其接线图如图12-1所示。

(5)对水火电联合运行的电力系统,水电站丰水期和枯水期的运行方式应与火电厂开机容量协调配合,不宜采用水,火电同时用最大或最小的极端方式进行整定计算和校验灵敏度。对远离系统中心的水电站在枯水期可能出现的最小运行方式,可以考虑采用改变定值的办法处理。

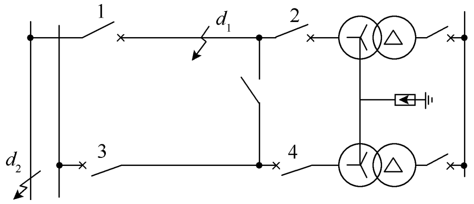


图 12-1 两台变压器中性点互联,但不接地地接线方式

(6)除有特殊规定或有特殊闭锁措施者外,一般都要求保护定值在事故过负荷、系统振荡、区外故障时和在重合闸过程中不使保护误动作。

应选择对保护最不利的运行方式和故障类型。

除经专门闭锁回路控制的保护段外,可以考虑用启动值或用动作时间的两者之一来躲过系统振荡时的误动作;或者将两者结合起来。

220kV 系统振荡周期一般可取不大于 1.5s。

保护躲过振荡的时间可根据保护定值不同而分别选定。

(7)接躲区外故障、躲负荷、躲振荡、躲非全相运行等和接与相邻保护配合来整定继电保护定值时,都应考虑必要的可靠系数,以防止由于计算方法、试验表计、电流互感器、电压互感器,一次设备参数及装置本身等误差造成保护误动作。

按躲负荷来整定延时动作保护的定值时,应计及继电器返回系数的影响,必要时还要考虑电动机自启动电流的影响。

12.1.8 3～110kV 电网线路保护的整定计算

规范引用 《3～110kV 电网继电器保护装置运行整定规程》(DL/T 584—2007)

4 继电保护运行整定的基本原则

4.1 3～110kV 电网的继电保护,应当满足可靠性、选择性、灵敏性及速动性四项基本要求,特殊情况的处理原则见《3～110kV 电网继电器保护装置运行整定规程》(DL/T 584—2007)3.2。

4.2 继电保护的可靠性

4.2.1 继电保护的可靠性主要由配置结构合理、质量优良和技术性能满足运行要求的继电保护装置以及符合有关标准要求的运行维护和管理来保证。

4.2.2 任何电力设备(电力线路、母线、变压器等)都不允许无保护运行。运行中的电力设备,一般应有分别作用于不同断路器,且整定值有规定的灵敏系数的两套独立的保护装置作为主保护和后备保护,以确保电力设备的安全。对于不满足上述要求的特殊情况,按《3～110kV 电网继电器保护装置运行整定规程》(DL/T 584—2007)3.6 的规定处理。

4.2.3 3～110kV 电网继电保护一般采用远后备原则,即在临近故障点的断路器处装设的继电保护或断路器本身拒动时,能由电源侧上一级断路器处的继电保护动作切除故障。

4.2.4 如果变压器低压侧母线无母线差动保护,电源侧高压线路的继电保护整定值对低压母线又无足够的灵敏度时,应按下述原则考虑保护问题:

(1)如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数满足规程规定时,则在变压器的低压侧断路器与高压侧断路器上配置的过电流保护将成为该低压母线的主保护及后备保

护。在此种情况下，要求这两套过流保护由不同的保护装置(或保护单元)提供。

(2)如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数不满足规程规定时，则在变压器的低压侧断路器上应配置两套完全独立的过电流保护作为该低压母线的主保护及后备保护。在此种情况下，要求这两套过流保护接于电流互感器不同的绕组，经不同的直流熔断器供电并以不同时限作用于低压侧断路器与高压侧断路器(或变压器各侧断路器)。

4.2.5 对中低压侧接有并网小电源的变压器，如变压器小电源侧的过电流保护不能在变压器其他侧母线故障时可靠切除故障，则应由小电源并网线的保护装置切除故障。

4.2.6 对于装有专用母线保护的母线，还应有满足灵敏系数要求的线路或变压器的保护实现对母线的后备保护。

4.3 继电保护的选择性

4.3.1 选择性是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障，当故障设备或线路本身的保护或断路器拒动时，才允许由相邻设备、线路的保护或断路器失灵保护切除故障。为保证选择性，对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内有配合要求的两元件，其灵敏系数及动作时间，在一般情况下应相互配合。

按配合情况，配合关系分为：

①完全配合：动作时间及灵敏系数均配合；

②不完全配合：动作时间配合，在保护范围的部分区域灵敏系数不配合；

③完全不配合：动作时间及灵敏系数均不配合。

电网需要配合的两级继电保护一般应该是完全配合，如灵敏性和选择性不能兼顾，在整定计算时应保证规定的灵敏系数要求，由此可能导致两级保护的不完全配合，两级保护之间的选择性由前级保护的可靠动作来保证。此时，如前级保护因故拒动，允许后级保护失去选择性。

4.3.2 遇如下情况，允许适当牺牲部分选择性；

(1)接入供电变压器的终端线路，无论是一台或多台变压器并列运行(包括多处T接供电变压器或供电线路)，都允许线路侧的速动段保护按躲开变压器其他母线故障整定。需要时，线路速动段保护可经一短时限动作。

(2)对串联供电线路，如果按逐级配合的原则将过份延长电源侧保护的动作时间，则可将容量较小的某些中间变电所按T接变电所或不配合点处理，以减少配合的级数，缩短动作时间。

(3)双回线内部保护的配合，可按双回线主保护(如纵联保护)动作，或双回线中一回线故障时两侧零序电流(或相电流速断)保护纵续动作的条件考虑，确有困难时，允许双回线中一回线故障时，两回线的延时保护段间有不配合的情况。

(4)在构成环网运行的线路中，允许设置预定的一个解列点或一回解列线路。

4.3.3 变压器电源侧过电流最末一段保护的整定，原则上主要考虑为保护变压器安全的最后一级跳闸保护，同时兼作其他侧母线及出线故障的后备保护，其动作时间及灵敏系数视情况可不作为一级保护参与选择配合，但动作时间必须大于所有配出线后备保护的动作时间(包括变压器过流保护范围可能伸入的相邻和相隔线路)。

4.3.4 线路保护范围伸出相邻变压器其他侧母线时，可按下列顺序优先的方式考虑保护动作时间的配合：

①与变压器同电压侧的后备保护的动作时间配合；

②与变压器其他侧后备保护跳该侧总路断路器动作时间配合；

③与其他侧出线后备保护段的动作时间配合；

④与其他侧出线保全线有规程规定的灵敏系数的保护段动作时间配合；

⑤如其他侧的母线装有母线保护、线路装有纵联保护，需要时，也可以与其他侧的母线保护和线路纵联保护配合。

4.4 继电保护的灵敏性

4.4.1 电力设备电源侧的继电保护整定值应对本设备故障有规定的灵敏系数，对远后备方式，继电保护最末一段整定值还应对相邻设备故障有规定的灵敏系数。

4.4.2 对于无法得到远后备保护的电力设备，应酌情采取相应措施，防止同时失去主保护和后备保护。

4.4.3 对于110kV电网线路，考虑到在可能的高电阻接地故障情况下的动作灵敏系数要求，其最末一段零序电流保护的电流定值一般不应大于300A(一次值)，此时，允许线路两侧零序保护相继动作切除故障。

4.4.4 在同一套保护装置中闭锁、启动和方向判别等辅助元件的灵敏系数应不低于所控的保护测量元件的灵敏系数。

4.5 继电保护的速动性

4.5.1 地区电网应满足主网提出的整定时间要求，下一级电压电网应满足上一级电压电网提出的整定时间要求，供电变压器过电流保护时间应满足变压器绕组热稳定要求，必要时，为保证设备和主网安全、保重要用户供电，应在地区电网或下一级电压电网适当的地方设置不配合点。

4.5.2 对于造成发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压60%的故障，应快速切除。

4.5.3 临近供电变压器的供电线路，设计单位应充分考虑线路出口短路的热稳定要求。如线路导线截面过小，不允许延时切除故障时，应快速切除故障。

对于多级串供的单电源线路，由于逐级配合的原因，临近供电变压器的线路后备保护动作时间较长，如不能满足线路热稳定要求，宜设置短延时的限时速断保护。

4.5.4 手动合闸或重合闸重合于故障线路，应有速动保护快速切除故障。

4.5.5 采用高精度时间继电器，以缩短动作时间级差。综合考虑断路器跳闸断开时间，整套保护动作返回时间，时间继电器的动作误差等因素，在条件具备的地方，保护的配合可以采用0.3s的时间级差。

4.6 按下列原则考虑距离保护振荡闭锁装置的运行整定：

4.6.1 35kV及以下线路距离保护一般不考虑系统振荡误动问题。

4.6.2 下列情况的66～110kV线路距离保护不应经振荡闭锁：

①单侧电源线路的距离保护；

②动作时间不小于0.5s的距离Ⅰ段、不小于1.0s的距离Ⅱ段和不小于1.5s的距离Ⅲ段。

注：系统最长振荡周期按15s考虑。

4.6.3 有振荡误动可能的66～110kV线路距离保护装置一般应经振荡闭锁控制。

4.6.4 有振荡误动可能的66～110kV线路的相电流速断定值应可靠躲过线路振荡电流。

4.6.5 在单相接地故障转换为三相故障，或在系统振荡过程中发生不接地的相间故障

时，可适当降低对保护装置快速性的要求，但必须保证可靠切除故障。

4.7 110kV及以下电网均采用三相重合闸，重合闸其他条件的选定，应根据电网结构、系统稳定要求、发输电设备的承受能力等因素合理地考虑。

4.7.1 单侧电源线路选用一般重合闸方式。如保护采用前加速方式，为补救相邻线路速动段保护的无选择性动作，则宜选用顺序重合闸方式。

4.7.2 双侧电源线路选用一侧检无压，另一侧检同步重合闸方式，也可酌情选用下列重合闸方式：

(1)带地区电源的主网终端线路，宜选用解列重合闸方式，终端线路发生故障，在地区电源解列(或跳闸联切)后，主网侧检无压重合。

(2)双侧电源单回线路也可选用解列重合闸方式。

4.7.3 电缆线路的重合闸

(1)全线敷设电缆的线路，由于电缆故障多为永久性故障，不宜采用自动重合闸。

(2)部分敷设电缆的终端负荷线路，宜以备用电源自投的方式提高供电可靠性，视具体情况，也可以采用自动重合闸。

(3)含有少部分电缆、以架空线路为主的联络线路，当供电可靠性需要时，可以采用重合闸。

(4)部分敷设电缆的线路，宜酌情采用以下有条件重合闸：

①单相故障重合、相间故障不重合。

②判别故障不在电缆线路上才重合。

4.8 配合自动重合闸的继电保护整定应满足如下基本要求：

4.8.1 自动重合闸过程中，必须保证重合于故障时快速跳闸，重合闸不应超过预定次数，相邻线路的继电保护应保证有选择性。

4.8.2 零序电流保护的速断段和后加速段，在恢复系统时，如果整定值躲不开合闸三相不同步引起的零序电流，则应在重合闸后延时0.1s动作。

4.8.3 自动重合闸过程中，相邻线路发生故障，允许本线路后加速保护无选择性跳闸。

4.9 对110kV线路纵联保护运行有如下要求：

4.9.1 在旁路断路器代线路断路器运行时，应能保留纵联保护继续运行。

4.9.2 在本线路纵联保护退出运行时，如有必要，可加速线路两侧的保全线有规程规定的灵敏系数段，此时，加速段保护可能无选择性动作，应备案说明。

4.10 只有两回线路的变电所，当本所变压器全部退出运行时，两回线路可视为一回线，允许变电所两回线路电源侧的保护切除两回线路中任一回线的故障。

4.11 对于负荷电流与线路末端短路电流数值接近的供电线路，过电流保护的电流定值按躲负荷电流整定，但在灵敏系数不够的地方应装设负荷开关或有效的熔断器。

需要时，也可以采用距离保护装置代替过电流保护装置。

4.12 在电力设备由一种运行方式转为另一种运行方式的操作过程中，被操作的有关设备均应在保护范围内，允许部分保护装置在操作过程中失去选择性。

4.13 在保护装置上进行试验时，除了必须停用该保护装置外，还应断开保护装置启动其他系统保护装置和安全自动装置的相关回路。

4.14 除母线保护外，不宜采用专门措施闭锁电流互感器二次回路断线引起的保护装置可能的误动作。

5　继电保护对电网接线和调度运行的配合要求

5.1　合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础,继电保护装置能否发挥积极作用,与电网结构及电力设备的布置是否合理有密切关系,必须把它们作为一个有机整体统筹考虑,全面安排。对严重影响继电保护装置保护性能的电网结构和电力设备的布置、厂站主接线等,应限制使用,下列问题应综合考虑:

5.1.1　宜采用环网布置,开环运行的方式。

5.1.2　宜采用双回线布置,单回线一变压器组运行的终端供电方式。

5.1.3　向多处供电的单电源终端线路,宜采用T接的方式接入供电变压器。

以上三种方式均以自动重合闸和备用电源自动投入来增加供电的可靠性。

5.1.4　不宜在电厂向电网送电的主干线上接入分支线或支接变压器。

5.1.5　尽量避免短线路成串成环的接线方式。

5.2　继电保护能否保证电网安全稳定运行,与调度运行方式的安排密切相关。在安排运行方式时,下列问题应综合考虑:

5.2.1　注意保持电网中各变电所变压器的接地方式相对稳定。

5.2.2　避免在同一厂、所母线上同时断开所连接的两个及以上运行设备(线路、变压器),当两个厂、所母线之间的电气距离很近时,也要避免同时断开两个及以上运行设备。

5.2.3　在电网的某些点上以及与主网相连的有电源的地区电网中,应设置合适的解列点,以便采取有效的解列措施,确保主网的安全和地区电网重要用户供电。

5.2.4　避免采用多级串供的终端运行方式。

5.2.5　避免采用不同电压等级的电磁环网运行方式。

5.2.6　不允许平行双回线上的双T接变压器并列运行。

5.3　因部分继电保护装置检验或故障停运导致继电保护性能降低,影响电网安全稳定运行时,应采取下列措施:

5.3.1　酌情停运部分电力设备,或改变电网运行接线、调整运行潮流,使运行中的继电保护动作性能满足电网安全稳定运行的要求。

5.3.2　临时更改继电保护整定值,在不能兼顾选择性、灵敏性、速动性要求时,按第3.2条进行合理的取舍。

5.4　重要枢纽变电所的110kV母线差动保护因故退出危及系统稳定运行时,应采取下列措施:

5.4.1　尽可能缩短母线差动保护的停用时间。

5.4.2　不安排母线及连接设备的检修,尽可能避免在母线上进行操作,减少母线故障的几率。

5.4.3　应考虑当母线发生故障时,由后备保护延时切除故障,不会导致电网失去稳定;否则应改变母线接线方式、调整运行潮流。必要时,可由其他保护带短时限跳开母联或分段断路器,或酌情按稳定计算提出的要求加速后备保护,此时,如被加速的后备保护可能无选择性跳闸,应备案说明。

5.6　对于正常设置全线速动保护的线路,因检修或其他原因全线速动保护退出运行时,应根据电网要求采取调整运行方式或调整线路后备保护动作时间的办法,保证电网安全。

6　继电保护整定的规定

6.1　一般规定

6.1.1 整定计算所需的发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路、并联电抗器、串联补偿电容器的阻抗参数均应采用换算到额定频率的数值。下列参数应使用实测值：

①三相三柱式变压器的零序阻抗；

②66kV 及以上架空线路和电缆线路的阻抗；

③平行线之间的零序互感阻抗；

④其他对继电保护影响较大的有关参数。

6.1.2 以下的假设条件对一般短路电流计算是许可的：

①忽略发电机、调相机、变压器、110kV 架空线路和电缆线路等阻抗参数的电阻部分，66kV 及以下的架空线路和电缆，当电阻与电抗之比 $R/X>0.3$ 时，宜采用阻抗值 $Z=\sqrt{R^2+X^2}$，并假定旋转电机的负序电抗等于正序电抗，即 $X_2=X_1$。

②发电机及调相机的正序电抗可采用 $t=0$ 时的纵轴次暂态电抗 X''_d 的饱和值。

③发电机电动势可以假定均等于 1(标幺值)且相位一致，只有在计算线路全相振荡电流时，才考虑线路两侧发电机综合电动势有一定的相角差。

④不考虑短路电流的衰减。对利用机端电压励磁的发电机出口附近的故障，应从动作时间上满足保护可靠动作的要求。

⑤各级电压可以采用标称电压值或平均电压值，而不考虑变压器分接头实际位置的变动。

⑥不计线路电容电流和负荷电流的影响。

⑦不计故障点的相间电阻和接地电阻。

⑧不计短路暂态电流中的非周期分量。

对有针对性的专题分析和对某些装置特殊需要的计算时，可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

6.1.3 合理地选择运行方式是改善保护效果，充分发挥保护效能的关键之一。继电保护整定计算应以常见运行方式为依据。所谓常见运行方式，是指正常运行方式和被保护设备相邻近的部分线路和元件检修的正常检修方式，视具体情况，检修的线路和元件数量不宜超过该接点线路和元件总数的 1/2。

对特殊运行方式，可以按专用的运行规程或依据当时实际情况临时处理。

6.1.3.1 同杆并架的双回线，应考虑双回线同时检修或同时跳开的情况。

6.1.3.2 发电厂有两台机组时，一般考虑一台机组停运的方式，两台机组同时停运的方式，按特殊情况处理；有 3 台及以上机组时，一般应考虑其中两台容量较大的机组同时停运的方式，机组全部同时停运的方式，按特殊情况处理。

6.1.3.3 区域电网中，相邻的几个电厂全停时，应作为按特殊情况处理。

6.1.3.4 应以调度运行方式部门提供的系统运行方式书面资料为整定计算的依据。

6.1.3.5 110kV 电网变压器中性点接地运行方式应尽量保持变电所零序阻抗基本不变。遇到使变电所零序阻抗有较大变化的特殊运行方式时，应根据运行规程规定或根据当时的实际情况临时处理。

(1)发电厂只有一台主变压器，则变压器中性点宜直接接地运行，当变压器检修时，按特殊情况处理。

(2)发电厂有接于母线的两台主变压器，则宜保持一台变压器中性点直接接地运行。如由于某些原因，正常运行时必须两台变压器中性点均直接接地运行，则当一台主变压器检修时，按特殊情况处理。

(3)发电厂有接于母线的3台及以上主变压器,则宜两台变压器中性点直接接地运行,并把它们分别接于不同的母线上,当不能保持不同母线上各有一个接地点时,按特殊情况处理。视具体情况,正常运行时也可以一台变压器中性点直接接地运行,当变压器全部检修时,按特殊情况处理。

(4)变电所变压器中性点的接地方式应尽量保持地区电网零序阻抗基本不变,同时变压器中性点直接接地点也不宜过分集中,以防止事故时直接接地的变压器跳闸后引起其余变压器零序过电压保护动作跳闸。

(5)自耦变压器和绝缘有要求的变压器中性点必须直接接地运行,无地区电源的单回线供电的终端变压器中性点不宜直接接地运行。

(6)当某一短线路检修停运时,为改善保护配合关系,如有可能,可以用增加中性点接地变压器台数的办法来抵消线路停运时对零序电流分配的影响。

6.1.4 有配合关系的不同动作原理的保护定值,允许酌情按简化方法进行配合整定。

6.1.5 计算保护定值时,一般只考虑常见运行方式下,一回线或一个元件发生金属性简单故障的情况。

6.1.6 保护灵敏系数允许按常见运行方式下的单一不利故障类型进行校验。线路保护的灵敏系数除去设计原理上需靠纵续动作的保护外,必须保证在对侧断路器跳闸前和跳闸后,均能满足规定的灵敏系数要求。

在复杂电网中,当相邻元件故障而其保护或断路器拒动时,允许按其他有足够灵敏系数的支路相继跳闸后的接线方式,来校验本保护作为相邻元件后备保护的灵敏系数。

6.1.7 为了提高保护动作的可靠性,单侧电源线路的相电流保护不应经方向元件控制。

双侧电源线路的相电流和零序电流保护,如经核算在可能出现的不利运行方式和不利故障类型下,均能与背侧线路保护配合,也可不经方向元件控制;在复杂电网中,为简化整定配合,相电流和零序电流保护宜经方向元件控制。为不影响相电流和零序电流保护的动作性能,方向元件要有足够的灵敏系数,且不能有动作电压死区。

6.1.8 躲区外故障、躲振荡、躲负荷、躲不平衡电压等整定,或与有关保护的配合整定,都应考虑必要的可靠系数。对于两种不同动作原理保护的配合或有互感影响时,应选取较大的可靠系数。

6.2 继电保护装置整定的具体规定

6.2.1 110kV线路零序电流保护

6.2.1.1 单侧电源线路的零序电流保护一般为三段式,终端线路也可以采用两段式。

(1)零序电流Ⅰ段定值按躲本线路末端接地故障最大零序电流($3I_0$)整定,线路附近有其他零序互感较大的平行线路时,参照6.2.1.4整定。如本线路接地距离Ⅰ段投入运行,则零序电流Ⅰ段宜退出运行。

(2)三段式保护的零序电流Ⅱ段电流定值,应按保本线路末端接地故障时有不小于6.2.1.10规定的灵敏系数整定,还应与相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段配合,动作时间按配合关系整定。

(3)三段式保护的零序电流Ⅲ段作本线路经电阻接地故障和相邻元件接地故障的后备保护,其电流一次定值不应大于300A,在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下,力争满足相邻线路末端故障时有6.2.1.11规定的灵敏系数要求;校核与相邻线路零序电流Ⅱ段或Ⅲ段的配合情况,动作时间按配合关系整定。

(4)终端线路的零序电流Ⅰ段保护范围允许伸入线路末端供电变压器(或T接供电变压器),变压器故障时线路保护的无选择性动作由重合闸来补救。

终端线路的零序电流最末一段作本线路经电阻接地故障和线路末端变压器故障的后备保护,其电流定值应躲过线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流,不应大于300A(一次值)。

(5)采用前加速方式的零序电流保护各段定值可以不与相邻线路保护配合,其定值根据需要整定,线路保护的无选择性动作由顺序重合闸来补救。

6.2.1.2 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护一般为四段式或三段式保护,在使用了阶段式接地距离保护的复杂电网,零序电流保护宜适当简化。

6.2.1.3 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护各段一般应遵循下述原则:

(1)零序电流Ⅰ段作为速动段保护使用,如本线路接地距离Ⅰ段投入运行,则零序电流Ⅰ段宜退出运行。

(2)三段式保护的零序电流Ⅱ段(四段式保护的Ⅱ段或Ⅲ段),应能有选择性切除本线路范围的金属性接地故障,其动作时间应尽量缩短。

(3)考虑到在可能的高电阻接地故障情况下的动作灵敏系数要求,零序电流保护最末一段的电流定值不应大于300A(一次值)。

(4)零序电流保护的整定公式见表12-1。对未经方向元件控制的零序电流保护,还应考虑与背侧线路零序电流保护的配合。

表12-1 110kV线路零序电流保护整定表

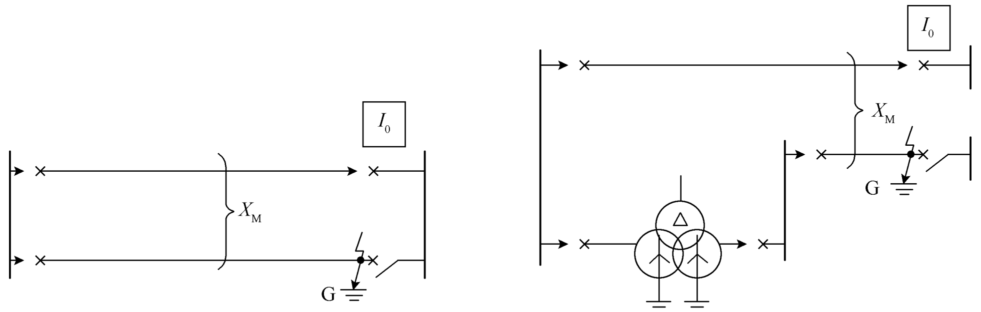
名称	符号	电流定值			动作时间		
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电流Ⅰ段	$I_{0\,\text{I}}$	$I_{DZ\,\text{I}} \geqslant K_K 3I_{0max}$	I_{0max} 为区外故障最大零序电流	$K_K \geqslant 1.3$	$t_{\text{I}}=0s$	动作值躲不过断路器合闸三相不同步最大三倍零序电流时,重合闸过程中带0.1s延时或退出运行	
零序电流Ⅱ段	$I_{0\,\text{II}}$	1. 与相邻线路零序Ⅰ段配合:$I_{DZ\text{II}} \geqslant K_K K_F I'_{DZ\text{I}}$; 2. 与相邻线路零序Ⅱ段配合:$I_{DZ\text{II}} \geqslant K_K K_F I'_{DZ\text{II}}$; 3. 校核变压器220kV(或330kV)侧接地故障流过线路的$3I_0$,$I_{DZ\,\text{II}} \geqslant K'_K 3I_0$	$I'_{DZ\text{I}}$为相邻线路零序Ⅰ段动作值; $I''_{DZ\text{II}}$为相邻线路零序Ⅱ段动作值; K_F为最大分支系数	$K_K \geqslant 1.1$ $K'_K=1.1\sim1.3$	$t_{\text{II}} \geqslant \Delta t$ $t_{\text{II}} \geqslant t'_{\text{II}}+\Delta t$ $t_{\text{II}} \geqslant \Delta t$	后加速带0.1s延时	t'_{II}为相邻线路零序Ⅱ段动作时间

续表

名称	符号	电流定值			动作时间		
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电流Ⅲ段	$I_{0Ⅲ}$	1. 与相邻线路零序Ⅱ段配合：$I_{DZⅢ} \geqslant K_K K_F I'_{DZⅡ}$； 2. 与相邻线路零序Ⅲ段配合：$I_{DZⅢ} \geqslant K_K K_F I'_{DZⅢ}$； 3. 校核变压器220kV(或330kV)侧接地故障流过线路的$3I_0$	$I'_{DZⅡ}$为相邻线路零序Ⅱ段动作值； $I'_{DZⅢ}$为相邻线路零序Ⅲ段动作值； K_F为最大分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	$t_Ⅲ \geqslant t'_Ⅱ + \Delta t$ $t_Ⅲ \geqslant t'_Ⅲ + \Delta t$ $t_Ⅲ \geqslant t''_Ⅱ + \Delta t$	后加速带0.1s延时	$t'_Ⅱ$为相邻线路零序Ⅱ段动作时间； $t'_Ⅲ$为相邻线路零序Ⅲ段动作时间； $t''_Ⅱ$为线路末端变压器220kV(或330kV)侧出线接地保护Ⅱ段最长动作时间
零序电流Ⅳ段	$I_{0Ⅳ}$	1. 与相邻线路零序Ⅲ段配合：$I_{DZⅣ} \geqslant K_K K_F I'_{DZⅢ}$； 2. 与相邻线路零序Ⅳ段配合：$I_{DZⅣ} \geqslant K_K K_F I'_{DZⅣ}$； 3. 校核变压器220kV(或330kV)侧接地故障流过线路的$3I_0$	$I'_{DZⅢ}$为相邻线路零序Ⅲ段动作值； $I'_{DZⅣ}$为相邻线路零序Ⅳ段动作值； K_F为最大分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	$t_Ⅳ \geqslant t'_Ⅲ + \Delta t$ $t_Ⅳ \geqslant t'_Ⅳ + \Delta t$ $t_Ⅳ \geqslant t''_Ⅱ + \Delta t$	后加速带0.1s延时	$t'_Ⅲ$为相邻线路零序Ⅲ段动作时间； $t'_Ⅳ$为相邻线路零序Ⅳ段动作时间； $t''_Ⅱ$为线路末端变压器220kV(或330kV)侧出线接地保护Ⅱ段最长动作时间

6.2.1.4 零序电流Ⅰ段：

(1)零序电流Ⅰ段电流定值按躲区外故障最大零序电流($3I_0$)整定，在无互感的线路上，零序电流Ⅰ段的区外最严重故障点选择在本线路对侧母线或两侧母线上。当线路附近有其他零序互感较大的平行线路时，故障点有时应选择在该平行线路的某处。例如：平行双回线，故障点有时应选择在双回线之一的断路器断开情况下的断口处，见图 12-2(a)；不同电压等级的平行线路，其故障点有时可能选择在不同电压等级的平行线上的某处，见图 12-2(b)。



(a) 平行双回线

(b) 不同电压等级的平行双回线

图 12-2 零序电流Ⅰ段故障点的选择

(2)在计算区外故障最大零序电流时，一般应对各种常见运行方式及不同故障类型进行比较，取其最大值。

如果所选择的停运检修线路是与本线路有零序互感的平行线路，则应考虑检修线路在两端接地的情况。

(3)由于在计算零序故障电流时没有计及可能出现的直流分量，因此，零序电流Ⅰ段定值按躲开区外故障最大零序电流($3I_0$)整定时，可靠系数不应小于 1.3，宜取 1.3～1.5。

6.2.1.5 零序电流Ⅱ段：

(1)三段式保护的零序电流Ⅱ段电流定值应按保本线路末端故障时有不小于 6.2.1.10 规定的灵敏系数整定，还应与相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段配合，保护范围一般不应伸出线路末端变压器 220kV(或 330kV)电压侧母线，动作时间按配合关系整定。

(2)四段式保护的零序电流Ⅱ段电流定值按与相邻线路零序电流Ⅰ段配合整定，相邻线路全线速动保护能长期投入运行时，也可以与全线速动保护配合整定，电流定值的灵敏系数不作规定。

(3)如零序电流Ⅱ段被配合的相邻线路是与本线路有较大零序互感的平行线路，则应考虑该相邻线路故障，在一侧断路器先断开时的保护配合关系。

当与相邻线路零序电流Ⅰ段配合时：

如相邻线路零序电流Ⅰ段能相继动作保护全线路，则本线路零序电流Ⅱ段定值计算应选用故障点在相邻线路断路器断口处的分支系数 K_F 值，按与相邻线路零序电流Ⅰ段配合整定。

如相邻线路零序电流Ⅰ段不能相继动作保护全线路，则按下述规定整定：

如果当相邻线路上的故障点逐渐移近断路器断口处，流过本保护的 $3I_0$ 逐渐减少，见图 12-3(a)，则本线路零序电流Ⅱ段定值按与相邻线路零序电流Ⅰ段配合整定。

如果当故障点移近断路器断口处，流过本保护的 $3I_0$ 下降后又逐渐回升，并大于相邻线路第 1 段末端故障流过本保护的 $3I_0$，但不超过本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时，则本线路零序电流Ⅱ段定值应按躲断路器断口处故障整定，见图 12-3(b)。

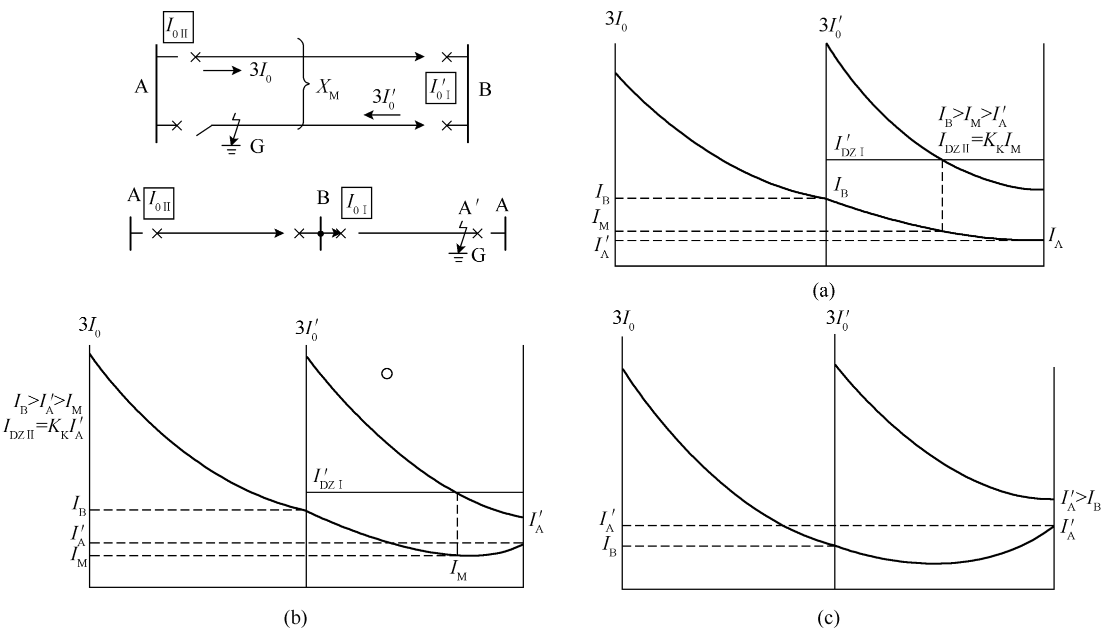


图 12-3 平行互感线路零序电流保护之间的配合计算

I_B—有线路末端短路故障时流进本线路的 $3I_0$；

I_M—相邻线路零序电流Ⅰ段保护范围末端故障时流过本线路的 $3I_0$；

I'_A—断路器断口处故障时流入本线路的 $3I_0$

同上情况，但在断路器断口处故障流过本保护的 $3I_0$ 大于在本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时，见图 12-3(c)，本线路零序电流Ⅱ段无法与相邻线路零序电流Ⅰ段配合，只能与相邻线路零序电流Ⅱ段配合，此时，允许双回线内部零序电流Ⅱ段有不配合的情况。

零序电流Ⅱ段的电流定值与相邻线路零序电流Ⅱ段配合时，故障点一般可选在相邻线路末端。

6.2.1.6　零序电流Ⅲ段：

(1)三段式保护的零序电流 m 段作本线路经电阻接地故障和相邻元件故障的后备保护，其电流定值不应大于 300A(一次值)，在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下，力争满足相邻线路末端故障时有 6.2.1.11 规定的灵敏系数要求。校核与相邻线路零序电流Ⅱ段、Ⅲ段或Ⅳ段的配合情况，并校核保护范围是否伸出线路末端变压器 220kV 或(330kV)电压侧母线，动作时间按配合关系整定。

(2)四段式保护的零序电流Ⅲ段按下述方法整定：

如零序电流Ⅱ段对本线路末端故障有规定的灵敏系数，则零序电流Ⅲ段定值取与零序电流Ⅱ段相同定值。

如零序电流Ⅱ段对本线路末端故障达不到 6.2.1.10 规定的灵敏系数要求，则零序电流Ⅲ段按三段式保护的零序电流Ⅱ段的方法整定。

6.2.1.7　零序电流Ⅳ段：

四段式保护的零序电流Ⅳ段按三段式保护的零序电流Ⅲ段的方法整定。

6.2.1.8　零序电流保护最末一段与相邻线路零序电流保护配合整定有困难或动作时间过长时，如有必要，可设置适当的不配合点。

6.2.1.9　分支系数 KF 的选择，要通过常见各种运行方式的比较，选取其最大值。

在复杂的环网中，分支系数的大小与故障点的位置有关，在考虑与相邻零序电流保护配合时，按理应选用故障点在被配合段保护范围末端的 K_F 值，但为了简化计算，也可选用故障点在相邻线路末端的可能偏高的 K_F 值。

6.2.1.10　保全线有灵敏系数的零序电流定值对本线路末端金属性接地故障的灵敏系数应满足如下要求：

①20km 以下线路，不小于 1.5；

②20～50km 的线路，不小于 1.4；

③50km 以上线路，不小于 1.3。

6.2.1.11　零序电流最末一段电流定值，对相邻线路末端金属性接地故障的灵敏系数力争不小于 1.2，确有困难时，可按相继动作校核灵敏系数。

6.2.1.12　零序电流保护与接地距离保护配合时，可先找出接地距离的最小保护范围，与之配合的零序电流保护按躲开此处接地故障整定。

6.2.1.13　三相重合闸后加速一般应加速对线路末端故障有足够灵敏系数的零序电流保护段，如果躲不开后一侧合闸时，因断路器三相不同步产生的零序电流，则两侧的后加速保护在整个重合闸周期中均应带 0.1s 延时。

6.2.1.14　当 110kV 线路零序电流保护范围伸出线路相邻变压器 220kV 或(330kV)电压等级母线时，如配合有困难，110kV 线路零序电流保护定值可以不与 220kV 或(330kV)电压等级的变压器零序电流保护配合，但应与该侧出线接地距离或零序电流保全线有灵敏系数的保护段配合。必要时，也可以与 220kV 或(330kV)电压等级母线和线路的速动段保护配合。

6.2.1.15　当 110kV 电网线路配置阶段式相间和接地距离保护时，允许仅保留切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

6.2.2　接地距离保护

以下的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的，对于采用距离保护的电缆线路，正序和零序阻抗角都会有较大的偏差，应按实测参数整定。

6.2.2.1　接地距离保护为三段式。

6.2.2.2　接地距离Ⅰ段定值按可靠躲过本线路末端接地故障整定。

6.2.2.3　接地距离Ⅱ段定值按本线路末端发生金属性故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路接地距离Ⅰ段配合。若无法满足配合关系，按与相邻线路接地距离Ⅱ段配合整定。

6.2.2.4　接地距离Ⅱ段与相邻线路接地距离Ⅰ段配合时，准确的计算公式应该是：

(1)按单相接地故障或两相短路接地故障：

$$Z_{DZ\mathrm{II}} = K_K Z_{\mathrm{I}} + K_X K_{Z\mathrm{I}} Z'_{DZ\mathrm{I}} + K_K \frac{(1+3K')K_{Z0} - (1+3K)K_{Z\mathrm{I}}}{I_{ph} + K3I_0} I_0 Z'_{DZ\mathrm{I}} \quad (12\text{-}1)$$

或者将等式右侧第二项中的 K_{Z1}(正序助增系数)改用 K_{Z0}(零序助增系数)，等式可写成如下形式：

(2)按单相接地故障：

$$Z_{DZ\mathrm{II}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{DZ\mathrm{I}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0}) I_1 + 3(K' - K) K_{Z0} I_0}{I_{ph} + K3I_0} Z'_{DZ\mathrm{I}} \quad (12\text{-}2)$$

(3)按两相短路接地故障：

$$Z_{DZ\mathrm{II}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{DZ\mathrm{I}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})(I_{ph} - I_0) + 3(K' - K) K_{Z0} I_0}{I_{ph} + K3I_0} Z'_{DZ\mathrm{I}} \quad (12\text{-}3)$$

式中:$k_{Z\text{I}}$、k_{Z0}——正序和零序助增系数:

K、K'——本线路和相邻线路零序补偿系数;

Z_1——本线路正序阻抗;

$Z'_{DZ\text{I}}$——相邻线路接地距离Ⅰ段阻抗定值;

I_1、I_0——流过本线路的正序和零序电流;

I_{ph}——流过本线路的故障相电流;

K_K——可靠系数。

假定 $K=K'$,当 K_{Z0} 大于 $K_{Z\text{I}}$ 时,可略去式(1)中的最后一项;当 $K_{Z\text{I}}$ 大于 K_{Z0} 时,可略去式(12-2)、式(12-3)中的最后一项,结果可以归纳为如下等式:

$$Z_{DZ\text{II}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZ\text{I}} \tag{12-4}$$

式中:K_Z——$K_{Z\text{I}}$ 和$_{Z0}$两者中的较小值。

6.2.2.5 接地距离Ⅱ段保护范围一般不宜超过相邻变压器的其他侧母线,如Ⅱ段保护范围超过相邻变压器的其他侧母线时,动作时限按配合关系整定。

阻抗定值按躲变压器小电流接地系统侧母线三相短路整定:

$$Z_{DZ\text{II}} \leqslant K_K Z_{\text{I}} + K_K K_{Z\text{I}} Z'_T \tag{12-5}$$

式中:Z_{I}——线路正序阻抗;

$K_{Z\text{I}}$——正序助增系数;

Z'_T——变压器并联正序等值阻抗。

阻抗定值按躲变压器其他侧(变压器中性点直接接地)母线接地故障整定(按单相接地故障或两相接地故障):

$$Z_{DZ\text{II}} \leqslant K_K \frac{U_1 + U_2 + U_0}{I_1 + I_2 + I_0 + K3I_0} \tag{12-6}$$

式中:U_1、U_2、U_0和 I_1、I_2、I_0——变压器其他侧(变压器中性点直接接地)母线单相或两相接地故障时在接地距离保护安装处所测得的各相序电压和各相序电流。

$$Z_{DZ\text{II}} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T$$ 简化公式(12-7)

式中:Z_1——线路正序阻抗;

K_Z——助增系数,取 $K_{Z\text{I}}$ 和 K_{Z0} 两者中的较小值;

Z'_T——变压器并联正序等值阻抗。

考虑到对 110kV 线路而言,相邻变压器高压侧(如 220kV 侧)可能为变压器其他中性点接地侧,而变压器 110kV 侧等值阻抗约等于零,所以,可以近似认为,在变压器高压侧(如 220kV 侧)母线接地故障时,110kV 侧的正序、零序助增点基本一致,可以近似计算:

$$K_{Z0} = I_{02}/I_{01}, K_{Z\text{I}} = I_{12}/I_{11} \tag{12-8}$$

式中:I_{02}、I_{12}——并联变压器高压侧(如 220kV 侧)零序电流标幺值和正序电流标幺值;

I_{01}、I_{11}——110KV 侧故障线路的零序电流标幺值和正序电流标幺值。

简化计算时可以取 KZ=1。

6.2.2.6 当相邻线路无接地距离保护时,接地距离Ⅱ段可与相邻线路零序电流Ⅰ段配合,为了简化计算可以只考虑相邻线路单相接地故障情况,两相短路接地故障靠相邻线路相间距离Ⅰ段动作来保证选择性如无法与相邻线路零序电流Ⅰ段配合,则与零序电流Ⅱ段配合。

由于保护动作原理不一致,接地距离保护与零序电流保护配合关系比较复杂,但为了简

化计算和满足选择性要求，可用以下简化计算公式：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{\text{Ⅰ(Ⅱ)}} \tag{12-9}$$

式中：K_K——可靠系数；

K_Z——相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段最小保护范围末端故障时对应的正序、零序最小助增系数；

Z_1——本线路正序阻抗；

$Z'_{\text{Ⅰ(Ⅱ)}}$——相邻线路零序电流Ⅰ段(或Ⅱ段)最小保护范围所对应的线路正序阻抗值。

与零序电流Ⅱ段保护配合时，也可以使用更简化的公式：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_{LM} Z'_1$$

式中：K_{LM}——零序电流Ⅱ段最小灵敏系数；

Z'_1——相邻线路全长的正序阻抗。

6.2.2.7　接地距离保护中应有对本线路末端故障有灵敏度的延时段保护，其灵敏系数满足如下要求：

①20km以下线路，不小于15；

②20～50km的线路，不小于1.4；

③50km以上线路，不小于1.3。

6.2.2.8　零序电流补偿系数K应按线路实测的正序阻抗Z_1和零序阻抗Z_0计算获得，$K=(Z_0-Z_1)/3Z_1$。实用值宜小于或接近计算值。

6.2.2.9　圆特性的接地距离Ⅲ段，阻抗定值按与相邻线路的接地距离Ⅱ段或Ⅲ段配合，并力争对相邻元件有远后备整定，负荷电阻线按可靠躲过本线路的事故过负荷最小阻抗整定。

6.2.2.10　四边形特性的接地距离Ⅲ段，阻抗定值按与相邻线路的接地距离Ⅱ段或Ⅲ段配合，并力争对相邻元件有远后备整定，电阻定值按可靠躲过本线路事故过负荷最小阻抗整定。

6.2.2.11　接地距离Ⅲ段的动作时间应按配合关系整定。

6.2.2.12　接地距离Ⅲ段阻抗定值，对相邻线路末端接地故障的灵敏系数应力争不小于12，确有困难时，可按相继动作校核灵敏系数。

6.2.2.13　接地距离保护的整定计算见表12-2。

表12-2　接地距离保护的整定计算表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离Ⅰ段	$Z_{0\text{Ⅰ}}$	躲本线路末端故障 $Z_{DZ\text{Ⅰ}} \leqslant K_K Z_1$	Z_1为本线路正序阻抗； $K_K \leqslant 0.7$	$t_{\text{Ⅰ}}=0s$	
		单回线送变压器终端方式，送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZ\text{Ⅰ}} \leqslant K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T$	Z_1为本线路正序阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K_{KT} \leqslant 0.7$； Z'_T为相邻变压器并联等值正序阻抗	$t_{\text{Ⅰ}}=0s$	

续表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离Ⅱ段	$Z_{0Ⅱ}$	与相邻线路接地距离Ⅰ段配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅠ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅠ}$ 为相邻线路接地距离Ⅰ段动作阻抗； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值； $K_Z=0.7\sim0.8$	$t_Ⅱ \geqslant t'_T + \Delta t$	$t'_Ⅰ$ 为相邻线路接地距离Ⅰ段动作时间； Δt 为时间级差
		按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_{LM} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{LM}=1.3\sim1.5$	动作时间按配合关系整定	
		与相邻线路接地距离Ⅱ段配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅡ}$ 与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_{LM} Z'_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段动作阻抗； $K_K=0.7\sim0.8$； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值； K_{LM} 为零序电流Ⅱ段在不利运行方式的灵敏系数； Z'_1 为相邻线路的正序阻抗	$t_Ⅱ \geqslant t'_Ⅱ + \Delta t$	$t'_Ⅱ$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段或零序电流Ⅱ段动作时间； Δt 为时间级差
		校核与变压器其他侧母线故障的配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T$	Z'_T 为相邻变压器并联正序等值阻； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值，对于变压器其他中性点接地侧，简化计算时也可取 $K_Z=1$； $K_K=0.7\sim0.8$	动作时间按配合关系整定	
接地距离Ⅲ段	$Z_{0Ⅲ}$	与相邻线路接地距离Ⅱ段配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段作阻抗； $K_K=0.7\sim0.8$； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_Ⅲ = t'_Ⅱ + \Delta t$	$t'_Ⅱ$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段动作时间

续表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离Ⅲ段	$Z_{0Ⅲ}$	与相邻线路接地距离Ⅲ段配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅢ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅢ}$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段作阻抗； $K_K=0.7\sim0.8$； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_Ⅲ=t'_Ⅲ+\Delta t$	$t'_Ⅲ$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段动作时间
		躲负荷阻抗 负荷电阻线 $R_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_{FH}$	$R_{DZⅢ}$ 为阻抗元件的负荷电阻线，Z_{FH} 为事故过负荷阻抗； $K_K \leqslant 0.7$	动作时间按配合关系整定	

注：方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。

6.2.3 相间距离保护

以下的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的，对于采用距离保护的电缆线路，正序和零序阻抗角都会有较大的偏差，应按实测参数整定。

6.2.3.1 相间距离保护一般为三段式。一些相间距离保护在三段式的基础上还设有不经振荡闭锁的相间距离Ⅰ段和距离Ⅱ段保护。

6.2.3.2 启动元件的定值应保证在本线路末端和保护动作区末端非对称故障时有足够的灵敏系数，并保证在本线路末端发生三相短路时能可靠启动，其灵敏系数具体取值如下：

(1)负序电流分量启动元件在本线路末端金属性两相短路故障时，灵敏系数大于4。

(2)单独的零序或负序电流分量启动元件在本线路末端金属性单相和两相接地故障时，灵敏系数大于4。

(3)负序电流分量启动元件在距离Ⅲ段动作区末端金属性两相短路故障时，灵敏系数大于2。

(4)单独的零序或负序电流分量启动元件在距离Ⅲ段动作区末端金属性单相和两相接地故障时，灵敏系数大于2。

(5)相电流突变量启动元件在本线路末端各类金属性短路故障时，灵敏系数大于4，在距离Ⅲ段动作区末端各类金属性故障时，灵敏系数大于2。

6.2.3.3 相间距离Ⅰ段阻抗定值，按可靠躲过本线路末端相间故障整定。超短线路的Ⅰ段阻抗，宜退出运行。

6.2.3.4 相间距离Ⅱ段阻抗定值，按保本线路末端相间故障有不小于规定的灵敏系数整定，并与相邻线路相间距离Ⅰ段或Ⅱ段配合，动作时间按配合关系整定。

6.2.3.5 相间距离Ⅱ段阻抗定值对本线路末端相间金属性故障的灵敏系数应满足如下要求：

①20km 以下的线路不小于 1.5；

②20～50km 的线路不小于 1.4；

③50km 以上的线路不小于 1.3。

6.2.3.6　圆特性的相间距离Ⅲ段，阻抗定值按与相邻线路的相间距离Ⅱ段或Ⅲ段配合，并力争对相邻元件有远后备整定，负荷电阻线按可靠躲过本线路的事故过负荷最小阻抗整定。

6.2.3.7　四边形特性的相间距离Ⅲ段，阻抗定值按与相邻线路的相间距离Ⅱ段或Ⅲ段配合，并力争对相邻元件有远后备整定，电阻定值按可靠躲过本线路事故过负荷最小阻抗整定。

6.2.3.8　相间距离Ⅲ段的动作时间应按配合关系整定，对可能振荡的线路，还应大于振荡周期。

6.2.3.9　相间距离Ⅲ段阻抗定值，对相邻线路末端相间故障的灵敏系数应力争不小于1.2，确有困难时，可按相继动作校核灵敏系数。

6.2.3.10　上下级相间距离阻抗定值应按金属性短路故障进行配合整定，不计及故障电阻影响。

6.2.3.11　相间距离保护的整定公式见表 12-3。

表 12-3　相间距离保护的整定表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	公式	说明
Ⅰ段	$Z_{Ⅰ}$	按躲本线末端故障整定 $Z_{DZⅠ} \leqslant K_K Z_1$	$K_K=0.8\sim0.5$； Z_1 为线路正序阻抗	$t_{Ⅰ}=0s$	
		单回线终端变压器方式伸入变压器内 $Z_{DZⅠ} \leqslant K_K Z_1 + K_{KT} Z_T$	Z_1 为线路正序阻抗； Z'_T 为终端变压器并联等值正序阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K_{KT}\leqslant0.7$	$t_{Ⅰ}=0s$	
Ⅱ段	$Z_{Ⅱ}$	按躲相邻线路距离保护第Ⅰ段 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅠ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； K_Z 为助增系数； $Z'_{DZⅠ}$ 为相邻线路距离Ⅰ段动作阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K'_K\leqslant0.8$	$t_{Ⅱ}\geqslant\Delta t$	
		躲变压器其他侧母线 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_{KT} K_Z Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_T 为相邻变压器并联等值正序阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K'_{KT}\leqslant0.7$	$t_{Ⅱ}\geqslant\Delta t$	

续表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	公式	说明
Ⅱ段	$Z_{Ⅱ}$	躲相邻线路距离保护第Ⅱ段 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	$Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路距离Ⅱ段动作阻抗； $K_K=0.8 \sim 0.85$； $K'_K \leqslant 0.8$； $Z_{DZⅡ}$ 公式右侧 Z_1、$Z_{DZⅡ}$ 和 Z'_T 可假定阻抗角相等	$t_{Ⅱ} \geqslant t'_{Ⅱ} + \Delta t$	$t'_{Ⅱ}$ 为相邻线路距离Ⅱ段动作时间
		本线故障有规定的灵敏系数 $Z_{DZⅡ} = K_{LM} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； 灵敏系数 $K_{LM}=1.3 \sim 1.5$	动作时间按配合关系整定	
Ⅲ段	$Z_{Ⅲ}$	躲相邻线路距离保护第Ⅱ段 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路距离Ⅱ段动作阻抗； $K_K=0.8 \sim 0.85$； $K'_K \leqslant 0.8$	保护范围不伸出相邻变压器其他侧母线时，$t_{Ⅱ} \geqslant t'_{Ⅱ} + \Delta t$，保护范围伸出相邻变压器其他侧母线时，$t_{Ⅱ} \geqslant t'_T + \Delta t$	$t'_{Ⅱ}$ 为相邻线路的距离Ⅱ段动作时间； t'_T 为本规程要求配合的保护动作时间（$t'_T > t'_{Ⅱz}$ 时）
		躲相邻线路距离保护第Ⅲ段 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅢ}$	$Z_{DZⅢ}$ 为相邻线路距离Ⅲ段动作阻抗； $K_K \leqslant 0.8 \sim 0.85$； $K'_K \leqslant 0.8$	$t_{Ⅲ} \geqslant t'_{Ⅲ} + \Delta t$	$t'_{Ⅲ}$ 为相邻线路距离Ⅲ段动作时间
		与相邻变压器过电流保护时间配合		$t_{Ⅲ} \geqslant t'_T + \Delta t$	t'_T 为相邻变压器被配合保护的动作时间
		躲负荷阻抗 负荷电阻线 $R_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_{FH}$	$R_{DZⅢ}$ 为阻抗元件的负荷电阻抗，Z_{FH} 为事故过负荷阻抗； $K_K \leqslant 0.7$		

注：①所给定的阻抗元件定值，包括幅值和相角两部分，都应是在额定频率下被保护的正序阻抗值，方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。但对有特殊规定的距离Ⅲ段阻抗定值例外。

②表 12-3 适用于接于相间电压与相电流之差的相间阻抗元件。

③接线为其他方式的相间距离保护的整定计算可参照表 12-3。

6.2.4　自动重合闸

6.2.4.1　自动重合闸的动作时间：

（1）单侧电源线路的三相重合闸时间除应大于故障点断电去游离时间外，还应大于断路器及操作机构复归原状准备好再次动作的时间。

（2）双侧电源线路的三相重合闸时间除了考虑单侧电源线路重合闸的因素外，还应考虑

线路两侧保护装置以不同时间切除故障的可能性。

重合闸整定时间应等于线路对侧有足够灵敏系数的延时段保护的动作时间，加上故障点足够断电去游离时间和裕度时间，再减去断路器合闸固有时间，即

$$t_{zmin}=t_{Ⅱ}+t_{D}+\Delta t-t_{K} \tag{12-10}$$

式中：t_{zmin}——最小重合闸整定时间；

$t_{Ⅱ}$——对侧保护延时段动作时间；

t_{D}——断电时间，对三相重合闸不小于 0.3s；

t_{K}——断路器合闸固有时间；

Δt——裕度时间。

(3)对分支线路，在整定重合闸时间时，尚应考虑对侧和分支侧断路器相继跳闸的情况下，故障点仍有足够的断电去游离时间。

(4)为提高线路重合成功率，可酌情延长重合闸动作时间：

单侧电源线路的一相一次重合闸动作时间宜大于 0.5s；如采用二次重合闸，第二次重合闸动作时间不宜小于 5s。

多回线并列运行的双侧电源线路的三相一次重合闸，其无电压检定侧的动作时间不宜小于 5s。

大型电厂出线的三相一次重合闸时间一般整定为 10s。

6.2.4.2 如果分支侧变压器低压侧无电源，分支侧断路器可以在线路故障时不跳闸，但线路后加速电流定值应可靠躲过重合闸时分支侧最大负荷电流。

6.2.4.3 双侧电源的线路，除采用解列重合闸的单回线路外，均应有一侧检同期重合闸，以防止非同期重合闸对设备的损害。检同期合闸角的整定应满足可能出现的最不利方式下，小电源侧发电机的冲击电流不超过允许值。一般线路检同期合闸角整定在 30°左右。

6.2.5 母线保护

6.2.5.1 具有比率制动特点的母线保护的差电流启动元件、母线选择元件定值，应保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够的灵敏度，并尽可能躲过任一元件电流二次回路断线时由符合电流引起的最大差电流：

(1)
$$I_{DZ}\geqslant K_{K}\times I_{FHmax}$$

式中：I_{FHmax}——母线上任一元件在常见运行方式下的最大负荷电流；

K_{K}——可靠系数，取 1.1～1.3。

(2)差电流启动元件、选择元件定值，按母线最不利的接线方式，最严重的故障类型、以最小动作电流为基准校验灵敏系数，灵敏系数一般不小于 2.0，以保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够的灵敏度，若灵敏系数小于 2.0，可适当降低电流二次回路断线的动作条件。

6.2.5.2 具有比率制动特性的母线保护制动系数 K_{Z}的选取原则：

(1)差电流启动元件、选择元件制动系数 K_{Z}的选取，应可靠躲过外部故障时最大不平衡差电流，同时还应保证各种接线方式的母线在母联断路器(分段断路器)断开和合上的各种条件下均能可靠动作。

(2)对于制动系数 K_{Z}为差动电流与制动电流之比值的母线保护，在最不利的情况下，K_{Z}约为 0.33。

视母线保护装置的具体情况，制动系数 K_{Z}可在 0.3～0.7 范围选取，复式比率制动的母

线保护可按相应公式折算。

(3)对于不同母线接线的母线保护,差电流启动元件、选择元件制动系数 Kz 的选取可能不一致。

6.2.5.3 母线保护的电流回路断线闭锁元件,其电流定值应躲过正常最大不平衡电流,一般可整定为电流互感器额定电流的 0.05～0.1 倍,动作时间大于母线连接元件保护的最大动作时间。

6.2.5.4 母线保护的电流回路异常告警元件,其电流定值应躲过正常运行实测最大不平衡电流,一般可整定为电流互感器额定电流的 0.02～0.1 倍。

6.2.5.5 母线保护的复合电压闭锁元件,包含低电压、零序电压、负序电压闭锁元件,应保证母线在各种故障情况下有足够的灵敏度:

低电压闭锁元件定值按躲正常最低运行电压整定,一般可整定为母线额定运行电压的 0.6～0.7 倍。

负序或零序电压闭锁元件定值按躲正常运行的最大不平衡电压整定。负序相电压 U_2 一般整定为 4～12V,三倍零序电压 $3U_0$ 一般整定为 4～12V。

电压闭锁元件的灵敏系数应比相应的电流启动元件高。

6.2.5.6 母联失灵(死区故障)电流元件按有无电流的原则整定,一般不应低于 $0.1I_N$,灵敏系数≥1.5;母联失灵时间元件应大于母联断路器的跳闸灭弧时间加失灵保护返回时间及裕度时间,一般整定 0.2～0.25s。

12.1.9 220～750kV 电网线路保护的整定计算

《220～750kV 电网继电器保护装置运行整定规程》(DL/T 559—2007)

规范引用

5 继电保护运行整定的基本原则

5.1 220～750kV 电网的继电保护的整定,必须满足可靠性、速动性、选择性及灵敏性的基本要求。可靠性由继电保护装置的合理配置、车身的技术性能和质量以及正常的运行维护来保证;速动性由配置的全线速动保护、相间和接地故障的速断段保护以及电流速断保护取得保证;通过继电保护运行整定,实现选择性和灵敏性的要求,并处理运行中对快速切除故障的特殊要求。

5.2 电力系统稳定运行主要由符合《电力系统技术导则》(SD 131—1984)要求的电网结构、符合《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)要求的电力系统运行方式和按《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)要求配置的速动保护(全线速动保护、相间与接地故障的速断段保护),在正常运行整定情况下,快速切除本线路的金属性短路故障来获得保证。相同和接地故障的延时段后备保护主要应保证选择性和灵敏性要求,在不能兼顾的情况下,优先保证灵敏性。

5.3 对 220～750kV 联系不强的电网,在保证继电保护可靠动作的前提下,应防止继电保护装置的非选择性动作。对于联系紧密的 220～750kV 电网,应保证继电保护装置的可靠快速动作。

5.4 继电保护的可靠性

5.4.1 对于 220～750kV 电网的线路继电保护,一般采用近后备保护方式,即当故障元件的一套继电保护装置拒动时,由相互独立的另一套继电保护装置动作切障故障;而当断

路器拒动时,启动断路器失灵保护,断开与故障元件相连的所有其他连接电源的断路器。需要时可采用远后备保护方式,即故障元件所对应的继电保护装置或断路器拒绝动作时,由电源侧最邻近故障元件的上一级继电保护装置动作切除故障。

5.4.2 对配置两套全线速动保护的线路,在线路保护装置检修、定期校验和双母线带旁路接线方式中旁路断路器代替线路断路器运行等各种情况下,至少应保证有一套全线速动保护投运。

5.4.3 对于220～750kV电网的母线,母线差动保护是其主保护,变压器或线路后备保护是其后备保护。如果没有母线差动保护,则必须由对母线故障有灵敏度的变压器后备保护或/及线路后备保护充任母线的主保护及后备保护。

5.5 继电保护的速动性

5.5.1 配置的全线速动保护、相间和接地故障的速断段保护动作时间取决于装置本身的技术性能。

5.5.2 下一级电压母线配出线路的故障切除时间,应满足上一级电压电网继电保护部门按系统稳定要求和继电保护整定配合需要提出的整定限额要求;下一级电压电网应按照上一级电压电网规定的整定限额要求进行整定,必要时,为保证电网安全和重要用户供电,可设置适当的解列点,以便缩短故障切除时间。

5.5.3 手动合闸和自动重合于母线或线路时,应有确定的速动保护快速动作切除故障。合闸时短时投入的专用保护应予整定。

5.5.4 继电保护在满足选择性的条件下,应尽量加快动作时间和缩短时间级差。可以针对不同的保护配合关系和选用的时间元件性能,选取不同的时间级差。

5.6 继电保护的灵敏性

5.6.1 对于纵联保护,在被保护范围末端发生金属性故障时,应有足够的灵敏度。

5.6.2 带延时的线路后备灵敏段保护(如距离Ⅱ段),在被保护线路末端发生金属性故障时,应有足够的灵敏度。

5.6.3 相间故障保护最末一段(如距离Ⅲ段)的动作灵敏度,应躲过最大负荷电流选取(最大负荷电流值由运行方式部门提供)。

5.6.4 接地故障保护最末一段(如零序电流Ⅳ段),应以适应下述短路点接地电阻值的接地故障为整定条件:220kV线路,100Ω;330kV线路,150Ω;500kV线路,300Ω;750kV线路,400Ω。对应于上述条件,零序电流保护最末一段的动作电流定值一般应不大于300A,对不满足精确工作电流要求的情况,可适当抬高定值。

5.6.5 在同一套保护装置中,闭锁,启动、方向判别和选相等辅助元件的动作灵敏度,应大于所控制的测量、判别等主要元件的动作灵敏度。例如,零序功率方向元件的灵敏度,应大于被控零序电流保护的灵敏度。

5.6.6 采用远后备保护方式时,上一级线路或变压器的后备保护整定值,应保证当下一级线路末端故障或变压器对侧母线故障时有足够灵敏度。

5.7 继电保护的选择性

5.7.1 全线瞬时动作的保护或保护的速断段的整定值,应保证在被保护范围外部故障时可靠不动作。

5.7.2 上、下级(包括同级和上一级及下一组电力系统)继电保护之间的整定,应遵循逐级配合的原则,满足选择性的要求:即当下一级线路或元件故障时,故障线路或元件的继

电保护整定值必须在灵敏度和动作时间上均与上一级线路或元件的继电保护整定值相互配音，以保证电网发生故障时有选择性地切除故障。

5.7.3 配合保护的配合对象是被配合保护，被配合保护正确动作是配合保护整定计算的基础。例如，距离Ⅱ段与相邻纵联保护完全配合，只要相邻纵联保护正确动作，任何区外故障配音保护的距离Ⅱ段就不会动作。

5.7.4 后备保护的配合关系先考虑完全配合。在主保护双重化配置功能完整的前提下，后备保护允许不完全配合，如后备Ⅲ段允许在某些情况下和相邻元件后备灵敏段的时间配合，灵敏度不配合。

5.7.5 对于配置了两套全线速动保护的220～750kV密集型电网的线路，带延时的线路后备保护第Ⅱ段，如果需要，可与相邻线路全线速动保护相配合。

5.7.6 对大型发电厂的配出线路，必要时应校核在线路发生单相接地故障情况下，线路接地故障后备保护与发电机负序电流保护之间的选择性配合关系。如果配合困难，宜适当提高线路接地故障后备保护的动作灵敏度以满足选择性要求。

5.7.7 当线路保护装置拒动时，一般情况只允许相邻上一级的线路保护越级动作，切除故障；当断路器拒动（只考虑一相断路器拒动），且断路器失灵保护动作时，应保留一组母线运行（双母线接线）或允许多先去一个元件（一个半断路器接线）。为此，保护第Ⅱ段的动作时间应比断路器拒动时的全部故障切除时间大0.2～0.3s。

5.7.8 当线路末端发生接地故障时，允许由两侧线路继电保护装置纵续动作切除故障。

5.7.9 在某些运行方式下，允许适当地牺牲部分选择性，例如对终端供电变压器、串供供电线路、预定的解列线路等情况。

5.8 如采取各种措施后，继电保护的选择性，灵敏性和流动性仍不能满足规定的要求时，应与调度运行部门协商，采取其他合理措施。

5.9 振荡闭锁装置的运行整定

5.9.1 除了预定解列点外，不允许保护装置在系统振荡时误动作跳闸。如果没有本电网的具体数据，除大区系统间的弱联系联络线外，系统最长振荡周期可按1.5s考虑。

5.9.2 在系统振荡时可能误动作的线路或元件保护段均应经振荡闭锁控制。

5.9.3 受振荡影响的距离保护的振荡闭锁控制原则如下：

①预定作为解列点上的距离保护，不应经振荡闭锁控制。

②躲过振荡中心的速断段保护，不宜经振荡闭锁控制。

③动作时间大于振荡周期的保护段，不应经振荡闭锁控制。

④当系统最大振荡周期为1.5s及以下时：动作时间大于0.5s的距离Ⅰ段，动作时间大于1.0s的距离Ⅱ段和动作时间大于1.5s的距离Ⅲ段，均可不经振荡闭锁控制。

5.9.4 在系统振荡过程中发生接地故障时，应有选择地可靠切除故障；若发生不接地的多相短路故障时，应保证可靠切除故障，但允许个别的相邻线路相间距离保护无选择性动作。

5.9.5 在系统振荡过程中发生短路故障，可适当降低对继电保护装置速动性的要求，但应保证可靠切除故障。

5.10 自动重合闸方式的选定

5.10.1 应根据电网结构、系统稳定要求、电力设备承受能力和继电保护可靠性，合理

地选定自动重合闸方式。

5.10.2 对于2200kV线路,当同一送电截面的同级电压及高一级电压的并联回路数不小于4回时,选用一侧检查线路无电压,另一侧检查线路与母线电压同步的三相重合闸方式(由运行方式部门规定哪一侧检电压先重合,但大型电厂的出线侧应选用检同步重合闸)。三相重合闸时间整定为10s左右。

5.10.3 330kV、500kV、750kV及并联回路数不大于3回的220kV线路,采用单相重合闸方式。单相重合闸的时间由运行方式部门选定,并且不宜随运行方式变化而改变。

5.10.4 带地区电源的主网络端线路,一般选用解列三相重合闸(主网侧检线路无电压重合)方式,也可以选用综合重合闸方式,并利用简单的选相元件及保护方式实现;不带地区电源的主网终端线路,一般选用三相重合闸方式,若线路保护采用弱馈逻辑．也可选用单相重合闸方式,重合闸时间配合继电保护动作时间而整定。

5.1.1 配音自动重合闸的继电保护整定应满足的基本要求:

5.11.1 自动重合闸过程中,无论采用线路或母线电压互感器,无论采用什么保护型式,都必须保证在重合于故障时可靠快速三相跳闸。如果采用线路电压互感器,对距离保护的后加速跳闸应有专门措施,防止电压死区。

5.11.2 零序电流保护的速断段,在恢复三相带负荷运行时,不得因断路器的短时三相不同步而误动作,如果整定值躲不过,则应在重合闸后增加0.1s的时延。

5.11.3 对采用单相重合闸的线路,应保证重合闸过程中的非全相运行期间继电保护不误动。在整个重合闸周期过程中(包括重合成功后到重合闸装置复归),本线路若发生一相或多相短路故障(包括健全相故障、重合于故障及重合成功后故障相再故障)时,本线路保护能可靠动作,并与相邻线路的线路保护有选择性。

5.11.4 为满足本线路重合闸后加速保护的要求,在后加速期间,如果相邻线路发生故障,允许本线路无选择性地三相跳闸,但应尽可能缩短后加速保护无选择性动作的范围。

5.11.5 对选用单相重合闸的线路,无论配置一套或两套全线速动保护,均允许后备保护延时段动作后三相跳闸不重合。

5.11.6 对符合5.10.2条规定的线路,若保留原有的单相重合闸方式,则允许实现距离选相元件的瞬时后加速。

5.12 如遇特殊的整定困难,不能满足正常运行及正常检修运行情况下的选择性要求时,可采取下列措施:

5.12.1 根据预期后果的严重性,改变运行方式。

5.12.2 对单回线环网的运行线路,允许没有一个解列点或一回解列线路,例如零序电流保护最末一段定位之间相互配音时允许有一处无选择性。

5.12.3 对双回线环网的运行线路,可采取下列措施:

5.12.3.1 零序电流或接地距离Ⅰ段按双回线路中的另一回线断开关两端接地的条件整定。

5.12.3.2 后备保护延时段按正常双回线路对双回线路运行并考虑其他相邻一回线路检修的方式进行配合整定。当并行双回线路中一回线路检修停用时,可不改定值,允许保留运行一回线路的后备保护延时段在区外发生故障时无选择性动作。此时要求相邻线路的全线速动保护和相邻母线的母线差动保护投运。

5.12.3.3 整定配合有困难时,允许双回线路的后备延时保护段之间对双回线路内部

故障的整定配合无选择性。

5.12.3.4 后备保护整定配合有困难时，允许适当设置解列点，但应经所在单位总工程师批准，并备案说明。

5.13 对正常设置全线速动保护的线路，如果因检修或其他原因，本线路的全线速动保护全部退出运行，而在当时的运行方式下，必须依靠线路两侧同时快速切除故障才能保持系统稳定运行，或者与相邻线路保护之间配合有要求时，为保证尽快地切除车线路故障，可按如下原则处理：

5.13.1 在相邻线路的全线速动保护和相邻母线的母线差动保护都处于运行状态的前提下，可临时缩短没有全线速动保护的线路两侧对全线路金属性短路故障有足够灵敏度的相间和接地短路后备保护灵敏段的动作时间。根据线路发生相间短路和接地故障对电网稳定运行的影响程度，将相间和接地短路后备保护灵敏段动作时间临时缩短到瞬时或一个级差时限。无法整定配合时，允许当相邻线路或母线故障时无选择性地跳闸。

5.13.2 任何一套线路全线速动保护投运后，被缩短的后备保护段动作时间随即恢复正常定值。

5.13.3 对采用三相重合闸方式的线路，三相重合闸仍保留运行。对采用单相重合闸方式的线路，如果原来按照 5.11.5 整定重合闸启动方式，则停用单相重合闸；如果原来不按 5.11.5 整定重合闸启动方式，且单相重合闸时间不小于 10s 时，可缩短对全线有灵敏度的接地故障后备保护段动作时间，保留单相重合闸继续运行，但要躲开非全相运行过程中零序电流引起的可能误动作。

5.13.4 对超短线路，距离Ⅰ段可以停用，但不得将该类线路全线速动保护停用；对短线路环网，一般也不允许线路全线速动保护停运。若线路的全线速动保护全部停用，根据稳定运行要求，可将被保护线路停运或将本线路两侧相间短路和接地故障后备保护灵敏段临时改为瞬时动作。

5.13.5 不允许同一母线上有两个及以上线路同时停用全部的全线速动保护。线路全线速动保护和相邻任一母线的母线保护也不能同时停用。

5.14 对正常设置母线差动保护的双母线主接线方式，如果因检修或其他原因，引起母线差动保护被迫全部停用且危及电网稳定运行时，应考虑：

5.14.1 首先按 6.7 条的原则执行。

5.14.2 根据当时的运行方式要求，临时将带短时限的母联或分段断路器的过电流保护投入运行，以快速地隔离母线故障。

5.14.3 如果仍无法满足母线故障的稳定运行要求，在本母线配出线路全线速动保护投运的前提下，在允许的母线差动保护停运期限内，临时将本母线配出线路对侧对本母线故障有足够灵敏度的相间和接地故障后备保护灵敏段的动作时间缩短。无法整定配合时，允许无选择性跳闸。

5.15 单电源单回线路向终端变压器供电时，为快速切除线路变压器单元的故障，可将送电侧的相间短路和接地故障保护的速断段保护范围伸入变压器内部，按躲开下一级电压母线整定。需要时，为保证变压器内部故障时能可靠跳闸断开，线路的瞬时段保护应经一短时限动作。

5.16 对多级串供的终端变电所，如整定配合困难或后备保护动作时间过长，允许送电侧线路保护适当地无选择性动作切除故障。

5.17 若变压器保护启动断路器失灵保护,则须注意因变压器保护出口回路延时复归可能引起的误动作,变压器气体继电器等本体保护的出口不宜启动断路器失灵保护。断路器失灵保护应经电流元件控制,若需经电压闭锁,必须考虑其灵敏度。原则上,220kV 变压器保护宜启动断路器失灵保护。

5.18 尽可能减少继电保护及自动重合闸的各类连锁跳闸回路。在保护装置上进行试验时,除了必须停用该保护装置的跳闸回路外,还应断开保护装置与其他可能启动所对应断路器的操作回路,如启动断路器失灵保护回路、启动重合闸回路等。

5.19 除母线差动保护外,不推荐采用专用措施闭锁因线路电流互感器二次回路断线引起的保护装置误动作,避免因新增闭锁措施带来保护装置拒绝动作和可能失去选择性配合的危险性。

5.20 对只有两回线和一台变压器的变电所,当该变压器退出运行时,可不更改两侧的线路保护定值,此时,不要求两回线路相互间的整定配合有选择性。

5.21 在电力设备由一种运行方式转为另一种运行方式的操作过程中,被操作的有关设备均应在保护范围内,部分保护装置可短时失去选择性。

6 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求

6.1 合理的电网结构、合理布置的一次设备与继电保护装置发挥积极作用有密切关系。这三者必须作为一个有机整体,统筹考虑,全面安排。对严重影响继电保护装置发挥积极作用的电网结构、一次设备布置及厂站主接线等,应加以限制使用。应综合考虑 6.1.1～6.1.5。

6.1.1 在电网中不宜选用全星形接线自耦变压器,以免恶化接地故障后备保护的运行整定。对目前已投入运行的全星形接线自耦变压器,特别是电网中枢地区的该种变压器,应采取必要的补偿措施。

6.1.2 简化电网运行接线,不同电压等级之间均不宜构成电磁环网运行。110kV 及以下电压电网以辐射形开环运行。

6.1.3 不宜在大型电厂向电网送电的主干线上接入分支线或支接变压器,也不宜在电源侧附近破口接入变电所。

6.1.4 尽量避免出现短线路成串成环的接线方式。

6.1.5 当设计采用串联电容补偿时,对装设地点及补偿度的选定,要考虑对全网继电保护的影响,不应使之过分复杂,性能过于恶化。

6.2 继电保护装置能否作为电网的主要稳定措施,与调度运行方式的安排密切相关。继电保护应满足电网的稳定运行要求,但若继电保护对某些电网运行方式无法同时满足速动性、选择性和灵敏性要求,则应限制此类运行方式。应综合考虑 6.2.1～6.2.6。

6.2.1 保护装置中任何元件在其保护范围末端发生金属性故障时,最小短路电流必须满足该元件最小启动电流的 1.5～2 倍。

6.2.2 合理安排电网中各变电所的变压器接地方式,尽量保持变电所零序阻抗值稳定。

6.2.3 应避免在同一变电所母线上同时断开所连接的两个或以上运行设备(线路、变压器等)。当两个地点的母线之间距离很近时,也要避免同时断开两个或两个以上运行设备。

6.2.4 在电网的某些点上以及与主网相连的有电源的地区电网中,应创造条件设置合

适的解列点，以便当主网发生重大事故时，采取有效解列措施，确保地区电网的重要负荷供电。

6.2.5 避免采用多级串供的终端运行方式。

6.2.6 对三台及以上变压器在高压侧并列运行时，中、低压侧可分列运行。

6.3 如果因保护装置定期检查、装置停用或装置检修，迫使被保护设备的保护性能降低，按实际的稳定计算结果有可能危及电网稳定时，则应采取下列措施：

6.3.1 适当地改变电网接线及运行方式，使运行中的继电保护装置动作性能满足系统稳定的要求。

6.3.2 权衡继电保护动作的速动性与选择性对电网影响的严重程度及不利后果，采取切实可行的简单临时措施改善线路或元件设备的保护性能，保住重点。必要时，可适当牺牲继电保护的选择性要求，保证快速动作，以达到保证电网安全运行的目的。

6.4 对于特殊运行方式，如果取得速动性和选择性有困难时，也同样可采用6.3的处理原则。

6.5 对正常设置全线速动保护的线路，如因检修或其他原因全线速动保护全部退出运行时，应采取下列措施：

6.5.1 积极检修，尽快使全线速动保护恢复运行。

6.5.2 调整电网接线和运行潮流，使线路后备保护的动作能满足系统稳定要求。

6.5.3 考虑零序电流保护速断段纵续动作的可能条件，尽量避免临时更改线路保护装置的定值。

6.5.4 采用上述措施后，仍无法保证电网稳定运行时，按5.13条，临时更改线路保护装置的动作时间，并考虑可能的无选择性跳闸情况。

6.6 对一个半断路器接线方式，当任一母线上的母线差动保护全部退出运行时，则可将被保护母线也退出运行。

6.7 对双母线接线方式，母线差动保护因故全部退出运行时，应采取下列措施：

6.7.1 尽量缩短母线差动保护的停用时间。

6.7.2 不安排母线连接设备的检修，避免在母线上进行操作，减少母线故障的概率。

6.7.3 改变母线接线及运行方式，选择轻负荷情况，并考虑当发生母线单相接地故障，由母线对侧的线路后备保护延时段动作跳闸时，电网不会失去稳定。尽量避免临时更改继电保护定值。

7 继电保护整定的规定

7.1 一般规定

7.1.1 整定计算所需的发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路、并联电抗器、串联补偿电容器的阻抗参数均应采用换算到额定频率的参数值。

下列参数应使用实测值：

①三相三柱式变压器的零序阻抗；

②架空线路和电缆线路的正序和零序阻抗、正序和零序电容；

③平行线之间的零序互感阻抗；

④双回线的同名相间的和零序的差电流系数；

⑤其他对继电保护影响较大的有关参数。

7.1.2 为了简化计算工作，以下的假设条件对一般短路电流计算是许可的：

(1)忽略发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路等阻抗参数的电阻部分,并假定旋转电机的负序电抗等于正序电抗。

(2)发电机及调相机的正序电抗可采用 $t=0$ 时的瞬态值 X_d 的饱和值。

(3)发电机电动势可以假定等于1标幺值,且相位一致。只有在计算线路非全相运行电流和全相振荡电流时,才考虑线路两侧发电机综合电动势间有一定的相角差。

(4)不考虑短路电流的衰减。对机端电压励磁的发电机出口附近的故障,应从动作时间上满足保护可靠动作的要求。

(5)各级电压可采用标称电压值或平均电压值,而不考虑变压器电压分接头实际位置的变动。

(6)不计线路电容和负荷电流的影响。

(7)不计故障点的相间电阻和接地电阻。

(8)不计短路暂态电流中的非周期分量,但具体整定时应考虑其影响。对有针对性的专题分析(如事故分析)和某些装置特殊需要的计算,可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

7.1.3 合理地选择运行方式是改善保护效果,充分发挥保护效能的关键之一。继电保护整定计算应以常见的运行方式为依据。

7.1.3.1 所谓常见运行方式,是指正常运行方式和被保护设备相邻近的一回线或一个元件检修的正常检修方式。对特殊运行方式,可以按专用的运行规程或者依据当时实际情况临时处理。

7.1.3.2 对同杆并架的双回线,考虑双回线同时检修或双回线同时跳开的情况。

7.1.3.3 发电厂有两台机组时,应考虑全部停运的方式,即一台机组检修时,另一台机组故障跳闸;发电厂有3台及以上机组时,可考虑其中两台容量较大机组同时停运的方式。

7.1.3.4 电力系统运行方式应以调度运行部门提供的书面资料为依据。

7.1.4 变压器中性点接地运行方式的安排,应尽量保持变电所零序阻抗基本不变。遇到因变压器检修等原因,使变电所的零序阻抗有较大变化的特殊运行方式时,根据当时实际情况临时处理。

7.1.4.1 变电所只有1台变压器,则中性点应直接接地,计算正常保护定值时,可只考虑变压器中性点接地的正常运行方式。当变压器检修时,可作特殊方式处理,例如改定值或按规定停用、起用有关保护段。

7.1.4.2 变电所有两台及以上变压器时,应只将1台变压器中性点直接接地运行,当该变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器改为直接接地。如果由于某些原因,变电所正常必须有两台变压器中性点直接接地运行,当其中一台中性点直接接地变压器停运时,若有第3台变压器则将第3台变压器改为中性点直接接地运行。否则,按特殊方式处理。

7.1.4.3 双母线运行的变电所有3台及以上变压器时,应按两台变压器中性点直接接地方式运行,并把它们分别接于不同的母线上,当其中一台中性点直接接地变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器直接接地。若不能保持不同母线上各有一个接地点时,作为特殊运行方式处理。

7.1.4.4 为了改善保护配合关系,当某一短线路检修停运时,可以用增加中性点接地变压器台数的办法来抵消线路停运对零序电流分配关系产生的影响。

7.1.5 继电保护整定计算应以单一设备的金属性简单故障为计算和校核依据。必要

时，以复故障进行定值校核。

7.1.6 宜按相同动作原理的保护装置进行整定配合，不同动作原理的保护装置之间的整定配合可进行简化计算。

7.1.7 按常见运行方式下的单一不利故障类型对继电保护灵敏度进行校验，保证在对侧断路器跳闸前和跳闸后均能满足规定的灵敏度要求。

7.1.8 在复杂网络中，若采用远后备保护方式，当相邻元件故障，而其保护装置或断路器拒动时，允许按其他有足够灵敏度的分支相继跳闸后的条件来校验本保护的灵敏度。

7.1.9 为了提高继电保护动作的可靠性，除了在采用方向元件后能使保护性能有较显著改善情况外，对简单电流保护，特别是零序电流保护各段，经核算在保护配合上可以不经方向元件控制时，宜不经方向元件控制。

7.1.10 可靠系数的选取依整定计算条件、继电器类型、保护方式的不同而有所区别。按躲区外故障、躲负荷、躲振荡、躲非全相运行等和按与相邻线配合整定继电保护定值时，都应考虑必要的可靠系数。不同保护方式之间的配合或有互感影响时，应选取较大的可靠系数。

7.2 继电保护装置整定的具体规定

7.2.1 零序电流保护

7.2.1.1 零序电流保护一般为四段式，根据电网的实际运行情况，零序电流保护配置和应用可适当简化。如仅保留防高阻接地故障的零序Ⅳ段，其余三段取消，或仅采用反时限零序电流保护；也可采用两段式零序电流保护。

7.2.1.2 在复杂环网中为简化整定配合，零序电流保护Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ各段均可分别经零序功率方向元件控制。反时限零序电流保护可不经零序功率方向元件控制；对于应用两段及以上的零序电流保护，零序Ⅳ段可不经零序功率方向元件控制；对于仅采用零序Ⅳ段，零序Ⅳ段应经零序功率方向元件控制。

如实际选用的定值，不经过方向元件也能保证选择性时，则不宜经方向元件控制。

为了不影响各保护段动作性能，零序方向元件要有足够的灵敏度，在被控制保护段末端故障时，零序电压不应小于方向元件最低动作电压的1.5倍，零序功率不小于方向元件实际动作功率的2倍。

7.2.1.3 方向零序电流Ⅰ段定值和无方向零序电流Ⅰ段定值，按躲过本线路区外故障最大零序电流整定。若本线路采用单相重合闸方式，尚应按7.2.1.7条躲过本线路非全相运行最大零序电流整定。

7.2.1.4 在计算区外故障最大零序电流时，应对各种运行方式及不同故障类型进行比较，选择对保护最不利的运行方式和故障类型进行计算。如果所选的停运线路是与被保护线路有零序互感的平行线路，计算时应取该检修线路在两端接地的情况。

7.2.1.5 区外故障最严重的故障点一般选择在线路两侧母线处，但如果线路附近有其他零序互感较大的平行线路时，故障点有时应选择在该平行线路的某处。例如，平行双回线，故障点有时应选择在双回线之一的对侧断路器断开情况下的断口处，见图12-4(a)；不同电压等级的平行线路，故障点有时可相应选择在不同电压等级的平行线上的某处，见图12-4(b)。

7.2.1.6 由于在计算零序故障电流时没有计及可能出现的直流分量，因此按躲开区外故障最大零序电流整定零序电流Ⅰ段时，可靠系数不应小于1.3。

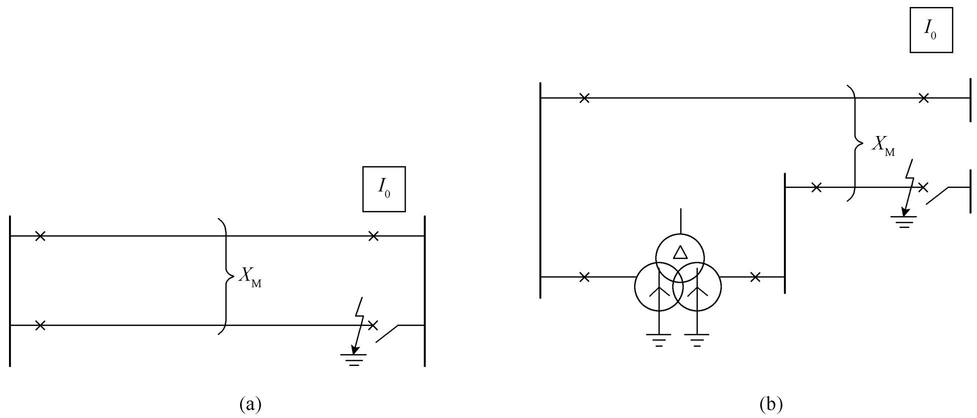


图 12-4 平行双回线最严重故障的计算方式选择

7.2.1.7 计算非全相运行最大零序电流时，应选择与被保护线路相并联的联络线为最少，系统联系为最薄弱的运行方式(如图 12-5 所示系统，在计算线路Ⅰ非全相运行零序电流时应选择线路Ⅱ断开的运行方式)。

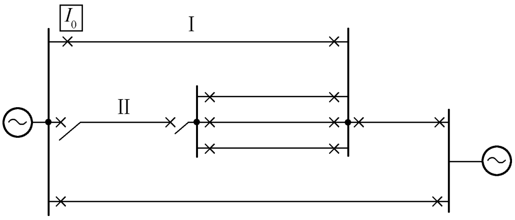


图 12-5 计算非全相运行最大零序电流的运行方式选择

计算非全相运行最大零序电流时，对实现三相重合闸(包括综合重合闸)的线路应按合上一相、合上二相两种方式进行比较，对实现单相重合闸的线路可按两相运行方式进行计算。

计算非全相运行最大零序电流时，线路两侧电动势的相角差应以系统稳定计算的实际结果为依据。

在环网中有并联回路的 220kV 线路，非全相运行最大零序电流一般可按躲过非全相运行期间最大负荷电流引起的不平衡电流考虑。

7.2.1.8 零序电流Ⅱ段定值，若相邻线路配置的纵联保护能保证经常投入运行，可按与相邻线路纵联保护配合整定，躲过相邻线路末端故障。否则，按与相邻线路在非全相运行中不退出运行的零序电流Ⅰ段配合整定；若无法满足配合关系，则可与相邻线路在非全相运行过程中不退出工作的零序Ⅱ段配合整定。零序电流Ⅱ段定值还应躲过线路对侧变压器的另一侧母线接地故障时流过本线路的零序电流。

采用单相重合闸的线路，如零序电流Ⅱ段定值躲过本线路非全相运行最大零序电流，动作时间可取 1.0s；如零序Ⅱ段电流定值躲不过本线路非全相运行最大零序电流，动作时间一般可取为 1.5s；对采用 0.5s 快速重合闸的线路，零序Ⅱ段可取 1.0s 左右。

采用三相重合闸的线路，零序电流Ⅱ段动作时间可取 1.0s；若相邻线路选用动作时间为 1.0s 左右的单相重合闸，且被配合的相邻线路保护段无法躲过非全相运行最大零序电流时，动作时间可取 1.5s。

7.2.1.9 分支系数 K_f 的选择，要通过各种运行方式和线路对侧断路器跳闸前或跳闸

后等各种情况进行比较，选取其最大值。在复杂的环网中，分支系数 K_f 的大小与故障点的位置有关，在考虑与相邻线路零序电流保护配合时，按理应利用图解法，选用故障点在被配合段保护范围末端的 K_f 值。但为了简化计算，可选用故障点在相邻线路末端时的可能偏高的 K_f 值，也可选用随故障点位置有关的最大分支系数。

7.2.1.10　如被配合的相邻线路是与本线路有较大零序互感的平行线路，应考虑相邻线路故障，在一侧断路器先断开时的保护配合关系。

当与相邻线路保护第Ⅰ段配合时，如相邻线路保护第Ⅰ段有可能相继动作保护全线路，则本保护定值计算应选用故障点在相邻线路末端时的 K_f 值。否则，按下列原则整定：

(1)如果当相邻线路上的故障点逐渐移近断路器断口处，流过本保护的 $3I_0$ 逐渐减少时[见图 12-6(a)]，保护定值按躲相邻线路第Ⅰ段保护范围末端故障整定。

(2)如果当故障点移近断路器断口处，流过保护的 $3I_0$ 先下降后又逐渐回升，并大于相邻线路第Ⅰ段末端故障流过保护的 $3I_0$，但不超过本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时[见图 12-6(b)]，保护定值按躲断路器断口处故障整定。

(3)同上情况，但在断路器断口处故障流过本保护的 $3I_0$ 大于在本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时[见图 12-6(c)]，保护无法与相邻线路第Ⅰ段配合，只能与第Ⅱ段配合。

本线路保护的电流定值与相邻线路保护第Ⅱ段配合时，故障点一般可取相邻线路末端。

对采用单相重合闸的平行线路，在整定零序电流保护定值时，应保证平行线之间的零序电流保护在其中一回线因故出现非全相运行时仍能相互配合。

7.2.1.11　零序电流Ⅲ段定值，按灵敏性和选择性要求配合整定，应满足 7.2.1.12 条规定的灵敏度要求，并与相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流Ⅱ段定值配合整定。若配合有困难，可与相邻线路零序电流Ⅲ段定值配合整定。

7.2.1.12　零序电流保护在常见运行方式下，应有对本线路末端金属性接地故障时的灵敏系数满足下列要求的延时段(如四段式中的第Ⅲ段)保护：

①50km 以下线路，不小于 1.5；

②50km～200km 线路，不小于 1.4；

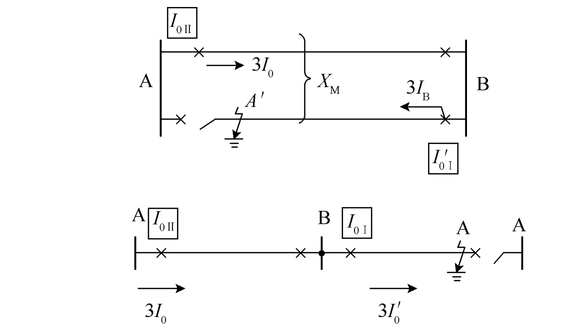
③200km 以上线路，不小于 1.3。

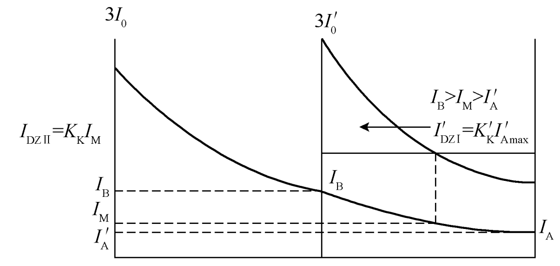
7.2.1.13　在计算区内故障最小零序电流时，应对各种运行方式及不同故障类型进行比较，选择对保护最不利的运行方式和故障类型进行计算，取其最小值。

7.2.1.14　零序电流Ⅳ段定值(最末一段)和反时限零序电流的启动值一般应不大于 300A，对不满足精确工作电流要求的情况，可适当抬高定值。按与相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流Ⅲ段或Ⅳ段配合整定。对采用重合闸时间大于 1.0s 的单相重合闸线路，除考虑正常情况下的选择配合外，还需要考虑非全相运行中健全相故障时的选择性配合，此时，零序电流Ⅳ段的动作时间宜大于单相重合闸周期加两个时间级差以上。当本线路进行单相重合闸时，可自动将零序电流Ⅳ段动作时间降为本线路单相重合闸周期加一个级差，以取得在单相重合闸过程中相邻线路的零序电流保护与本线路零序电流Ⅳ段之间的选择性配合，以尽快切除非全相运行中再故障。

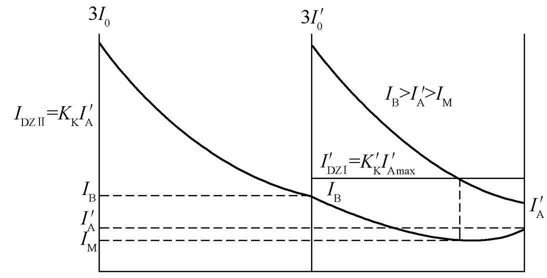
7.2.1.15　在环状电网中，本线路与相邻线路的零序电流Ⅲ段与Ⅲ段、Ⅳ段与Ⅲ段、Ⅳ段与Ⅳ段之间的整定配合可按正常运行方式和/或正常一回线路检修方式考虑选择性配合。如选择性配合有困难，按 5.12 处理。

7.2.1.16　如果零序电流保护最末一段的动作时间小于变压器相间短路保护的动作时

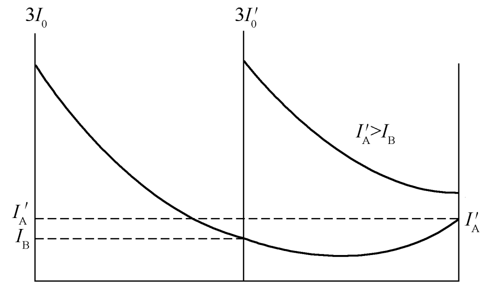




(a) 按7.2.1.10（1）原则整定



(b) 按7.2.1.10（2）原则整定



(c) 按7.2.1.10（3）原则整定

图 12-6　平行互感线路零序电流保护之间的配合计算

I_B—本线路末端短路故障时；流进本线路的 $3I_0$；

I_M—相邻线路零序电流 I 段保护范围末端故障时流过本线路的 $3I_0$；

I'_M—断路器断口处故障时流过本线路的 $3I_0$

间，则前者的电流定值尚应躲过变压器其他各侧母线三相短路时由于电流互感器误差所产生的二次不平衡电流。为简化计算，电流定值可按等于或大于三相短路电流的 0.1～0.15 计算。

7.2.1.17 采用单相重合闸方式，并按 5.11.5 实现后备保护延时段动作后三相跳闸不重合，则零序电流保护与单相重合闸配合按下列原则整定：

(1)能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流Ⅰ段，非全相运行中不退出工作。而躲不开非全相运行的零序电流Ⅰ段，在重合闸启动后退出工作。

(2)零序电流Ⅱ段的整定值应躲过非全相运行最大零序电流，在单相重合闸过程中不动作。

(3)零序电流Ⅲ、Ⅳ段均三相跳闸不重合。

7.2.1.18 采用单相重合闸方式，且后备保护延时段启动单相重合闸，则零序电流保护与单相重合闸按如下原则进行配合整定：

(1)能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流Ⅰ段，非全相运行中不退出工作；而不能躲过非全相运行最大零序电流的零序Ⅰ段，重合闸启动后退出工作。

(2)能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流Ⅱ段，非全相运行中不退出工作；不能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流Ⅱ段，在重合闸启动后退出工作；亦可将零序电流Ⅱ段的动作时间延长至 1.5s 及以上，或躲过非全相运行周期，非全相运行中不退出工作。

(3)不能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流Ⅲ段，在重合闸启动后退出工作；亦可依靠较长的动作时间躲过非全相运行周期，非全相运行中不退出工作或直接三相跳闸不启动重合闸。

(4)零序电流Ⅳ段直接三相跳闸不启动重合闸。

7.2.1.19 三相重合闸后加速和单相重合闸的分相后加速，应加速对线路末端故障有足够灵敏度的保护段。如果躲不开后一侧断路器合闸时三相不同步产生的零序电流，则两侧的后加速保护在整个重合闸周期中均应带 0.1s 延时。

7.2.1.20 本线路零序电流保护与相邻线路接地距离保护配合时，由于保护动作原理不一致，严格配合很困难，为简化计算，可用以下简化的计算公式：

$$I_{DZ} = K_K K_f I'_{DZ}$$

式中：K_K——可靠系数，不小于 1.1；

K_f——零序分支系数或正序分支系数中较大者；

I'_{DZ}——相邻线路接地距离保护范围末端单相接地时，流过相邻线路的最大零序电流。

7.2.1.21 当相邻变电所有零序网络相互贯通的其他电压等级的出线时，保护范围伸过另一电压等级母线的零序电流保护段的整定值尚应与该电压等级的变压器零序电流保护整定值相配合。对保护范围伸入变压器，但不伸出变压器其他各侧母线的保护段，其动作时间可与变压器差动保护相配合整定。

7.2.1.22 对于配备完善的接地距离保护，零序电流保护用作接地距离保护的补充，仅用作切除高电阻接地故障。起始动作时间长于接地距离Ⅲ段，可以用反时限或定时限（一段或两段）。

7.2.1.23 线路零序电流保护的电流定值和时间定值按表 12-4、表 12-5 整定。

表 12-4 实现单相重合闸的线路零序电流保护整定计算表

<table>
<tr><th rowspan="3">名称</th><th rowspan="3">符号</th><th colspan="3">电流定值</th><th rowspan="3">动作时间</th><th rowspan="3">说明</th></tr>
<tr><th rowspan="2">公式</th><th colspan="2">说明</th></tr>
<tr><th>参量含义</th><th>取值范围</th></tr>
<tr><td rowspan="2">零序电流Ⅰ段</td><td rowspan="2">$I_{0Ⅰ}$</td><td>躲过本线路末端故障的最大零序电流
$I_{DZⅠ} \geqslant K_K 3I_{0max}$</td><td>$I_{0max}$为本线路末端故障最大零序电流;
K_K 为可靠系数</td><td>$K_K \geqslant 1.3$</td><td>$t_Ⅰ = 0s$</td><td>参见 7.2.1.3</td></tr>
<tr><td>躲非全相运行最大零序电流
$I_{DZⅠ} \geqslant K_K 3I_{0F}$</td><td>$I_{0F}$为本线路非全相运行最大零序电流</td><td>$I_{0F}$按实际摆角计算时,$K_K \geqslant 1.2$;
I_{0F}按 180°摆角计算时,$K_K \geqslant 1.1$;
对发电厂直接引出的线路,K_K 值应较所列值适当放大</td><td>$t_Ⅰ = 0s$</td><td>参见 7.2.1.3</td></tr>
<tr><td rowspan="5">零序电流Ⅱ段</td><td rowspan="5">$I_{0Ⅱ}$</td><td>与相邻线路纵联保护配合,躲过相邻线路末端故障
$I_{DZⅡ} \geqslant K_K K_f I_{0max}$</td><td>$I_{0max}$为相邻线路末端故障时流过本线路的最大零序电流;
K_f 为分支系数</td><td>$K_k \geqslant 1.2$</td><td rowspan="3">$I_{DZⅡ}$躲过非全相运行最大零序电流时 $t_Ⅱ \geqslant 1.0s$;否则 $t_Ⅱ \geqslant 1.5s$;
对于重合时间为 0.5s 的快速单相重合闸线路,$t_Ⅱ = 1.0s$</td><td rowspan="3">参见 7.2.1.8</td></tr>
<tr><td>与相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅰ段配合
$I_{DZⅡ} \geqslant K_K K_f I'_{DZⅠ}$</td><td>$I'_{DZⅠ}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流 Ⅰ段定值</td><td>$K_K \geqslant 1.1$</td></tr>
<tr><td>躲本线路非全相运行的最大零序电流
$I_{DZⅡ} \geqslant K_K 3I_{0F}$</td><td>$I_{0F}$为本线路非全相运行的最大零序电流</td><td>$K_K \geqslant 1.2$</td></tr>
<tr><td>与相邻线路零序电流Ⅱ段配合
$I_{DZⅡ} \geqslant K_K K_f I'_{DZⅡ}$</td><td>$I'_{DZⅡ}$ 为相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流Ⅱ段定值</td><td>$K_K \geqslant 1.1$</td><td>$t_Ⅱ \geqslant t'_Ⅱ + \Delta t$</td><td>$t_Ⅱ$ 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间。Δt 为时间级差</td></tr>
<tr><td>躲过变压器另一电压侧母线接地故障时流过本线路的零序电流
$I'_{DZⅡ} \geqslant K_K 3I_0$</td><td>$I_0$ 为变压器另一电压侧母线接地故障时流过本线路的零序电流</td><td>$K_K \geqslant 1.3$</td><td>$t_Ⅱ \geqslant 1.0s$</td><td>参见 7.2.1.21</td></tr>
</table>

续表

名称	符号	电流定值			动作时间	说明
		公式	说明			
			参量含义	取值范围		
零序电流Ⅲ段	$I_{0Ⅲ}$	与相邻线路零序电流 Ⅱ段配合 $I_{DZⅢ} \geqslant K_K K_f I_{DZⅡ}$	$I'_{DZⅡ}$ 为相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流Ⅱ段定值； K_f 为分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	$t_{Ⅲ} \geqslant t'_{Ⅱ} + \Delta t$	$t'_{Ⅱ}$ 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间
		本线路末端接地故障有灵敏度 $I_{0Ⅲ} \leqslant \frac{3I_{0min}}{K_{LM}}$	I_{0min} 为本线路末端接地故障的最小零序电流； K_{LM} 为灵敏系数	$K_{LM} \geqslant 1.3$		参见 7.2.1.12
		与相邻线路零序电流Ⅲ段配合 $I_{DZⅢ} \geqslant K_K K_f I'_{DZⅢ}$	$I'_{DZⅢ}$ 为相邻线路在非全相运行不退出工作的零序电流Ⅲ段定值	$K_K \geqslant 1.1$	$t_{Ⅲ} \geqslant t'_{Ⅲ} + \Delta t$	$t'_{Ⅲ}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段动作时间
零序电流Ⅳ段	$I_{0Ⅳ}$	本线路经高电阻接地故障有灵敏度		$I_{DZⅣ} \leqslant 300A$		参见 5.6.3
		与相邻线路零序电流Ⅲ段配合 $I_{DZⅣ} \geqslant K_K K_f I'_{DZⅢ}$	$I'_{DZⅢ}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段定值； K_f 为分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	$t_{Ⅳ} \geqslant I'_{ZⅢ} + \Delta t$ 并 $t_{Ⅳ} \geqslant T + \Delta t$	T 为单相重合闸周期； $t'_{Ⅲ}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段动作时间
		与相邻线路零序电流Ⅳ段配合 a）如相邻线路实现单相重合闸，$I_{DZⅣ} \geqslant K_K K_f I_{DZⅣ}$ b）如相邻线路不实现单相重合闸，$I_{DZⅣ} \geqslant K_K K_f I_{DZⅣ}$	$I_{DZⅣ}$ 为相邻线路零序电流Ⅳ段动作值； K_f 为分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	a）$t_{Ⅳ} \geqslant t'_{Ⅳ-b} + \Delta t$ 并 $t_{Ⅳ} \geqslant T + \Delta t$； b）$t_{Ⅳ} \geqslant t'_{Ⅳ} + \Delta t$ 并 $t_{Ⅳ} \geqslant T + \Delta t$	$t'_{Ⅳ-b}$ 为相邻线路零序电流Ⅳ段重合闸启动后的动作时间； $t'_{Ⅳ}$ 为相邻线路零序电流Ⅳ段动作时间

表 12-5　不实现单相重合闸的线路零序电流保护整定计算表

名称	符号	电流定值			动作时间	说明
		公式	说明			
			参量含义	取值范围		
零序电流Ⅰ段	$I_{0\,\mathrm{I}}$	躲过本线路末端故障的最大零序电流 $I_{DZ\,\mathrm{I}} \geqslant K_K 3I_{0\max}$	$I_{0\max}$为本线路末端故障最大零序电流； K_K 为可靠系数	$K_K \geqslant 1.3$	$t_{\mathrm{I}}=0s$	参见 7.2.1.3
		躲过断路器合闸三相不同步出现的零序电流： $I_{DZ\,\mathrm{I}} \geqslant K_K 3I_{0F}$	I_{0F}为本线路三相合闸时因断路器三相不同步短时产生的最大零序电流； K_K 为可靠系数	$K_K \geqslant 1.2$	$t_{\mathrm{I}}=0s$	参见 7.2.1.19
零序电流Ⅱ段	$I_{0\,\mathrm{II}}$	与相邻线路纵联保护配合，躲过相邻线路末端故障： $I_{DZ\,\mathrm{II}} \geqslant K_K 3_f I_{0\max}$	$I_{0\max}$为相邻线路末端故障时流过本线路的最大零序电流	$K_K \geqslant 1.2$	$t_{\mathrm{II}}=1.0s$	参见 7.2.1.8
		如相邻线路实现单相重合闸，则 a)与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合； $I_{DZ\,\mathrm{II}}=K_K K_f I'_{DZ\,\mathrm{I}}$ b)与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合； $I_{DZ\,\mathrm{II}}=K_K K_f I'_{DZ\,\mathrm{II}}$	$I'_{DZ\,\mathrm{I}}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅰ段定值； $I'_{DZ\,\mathrm{II}}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅱ段定值； K_f 为分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	①$t_{\mathrm{II}}=1.0s$ ②$t_{\mathrm{II}} \geqslant t'_{\mathrm{II}}+\Delta t$	t'_{II} 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间； Δt 为时间级差 参见 7.2.1.8
		如相邻线路不实现单相重合闸，则 ①与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合； $I_{DZ\,\mathrm{II}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\,\mathrm{I}}$ ②与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合； $I_{DZ\,\mathrm{II}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\,\mathrm{II}}$	$I'_{DZ\,\mathrm{I}}$ 为相邻线路零序电流Ⅰ段定值； K_f 为分支系数； $I'_{DZ\,\mathrm{II}}$ 为相邻线路零序电流Ⅱ段定值	$K_K \geqslant 1.1$	①$t_{\mathrm{II}}=1.0s$ ②$t_{\mathrm{II}} \geqslant t'_{\mathrm{II}}+\Delta t$	参见 7.2.1.8 t'_{II} 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间

续表

名称	符号	电流定值			动作时间	说明
		公式	说明			
			参量含义	取值范围		
零序电流Ⅲ段	$I_{0\mathrm{III}}$	如相邻线路实现单相重合闸，则 ①与相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅱ段配合： $I_{DZ\mathrm{III}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{III}}$ ②与相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅲ段配合： $I_{DZ\mathrm{III}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{III}}$	$I'_{DZ\mathrm{II}}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流Ⅱ段定值； $I'_{DZ\mathrm{III}}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段定值； K_f 为分支系数	$K_K \geqslant 1.1$	① $t_{\mathrm{III}} \geqslant t'_{\mathrm{II}} + \Delta t$ ② $t_{\mathrm{III}} \geqslant t'_{\mathrm{III}} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间 t'_{III} 为相邻线路零序电流Ⅲ段动作时间
		本线路末端接地故障有灵敏度 $I_{DZ\mathrm{III}} \leqslant \frac{3I_{0\min}}{K_{LM}}$	$I_{0\min}$ 为本线路末端接地故障最小零序电流； K_{LM} 为灵敏系数	$K_{LM} \geqslant 1.3$		参见 7.2.1.12
		如相邻线路不实现单相重合闸，则 ①与相邻线路的零序电流Ⅱ段配合： $I_{DZ\mathrm{III}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{II}}$ ②与相邻线路零序电流Ⅲ段配合： $I_{DZ\mathrm{III}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{III}}$	$I'_{DZ\mathrm{II}}$ 为相邻线路零序电流Ⅱ段定值； K_f 为分支系数； $I'_{DZ\mathrm{III}}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段定值	$K_K \geqslant 1.1$	① $t_{\mathrm{III}} \geqslant t'_{\mathrm{II}} + \Delta t$ ② $t_{\mathrm{III}} \geqslant t'_{\mathrm{III}} + \Delta t$	t_{II} 为相邻线路零序电流Ⅱ段动作时间 t'_{III} 为相邻线路零序电流Ⅲ段动作时间
零序电流Ⅳ段	$I_{0\mathrm{IV}}$	本线路经高电阻接地故障有灵敏度		$I_{DZ\mathrm{IV}} \leqslant 300\mathrm{A}$		参见 5.6.3
		与相邻线路零序电流Ⅲ段配合 $I_{DZ\mathrm{IV}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{III}}$	$I'_{DZ\mathrm{III}}$ 为相邻线路零序电流Ⅲ段定值	$K_K \geqslant 1.1$	$t_{\mathrm{IV}} \geqslant t'_{\mathrm{III}} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路零序电流Ⅲ段动作时间
		与相邻线路零序电流Ⅳ段配合： $I_{DZ\mathrm{IV}} \geqslant K_K K_f I'_{DZ\mathrm{IV}}$	$I'_{DZ\mathrm{IV}}$ 为相邻线路零序电流Ⅳ段动作值	$K_K \geqslant 1.1$	$t_{\mathrm{IV}} \geqslant t'_{\mathrm{IV-d}} + \Delta t$； $t_{\mathrm{IV-d}} \geqslant T + \Delta t$	T 为重合闸周期 $t'_{\mathrm{IV-d}}$ 为相邻线路零序电流Ⅳ段重合闸启动生的动作时间； $t'_{\mathrm{IV-d}}$ 为本线路重合闸启动后的动作时间

7.2.2 接地距离保护

7.2.2.1 接地距离保护为三段式。

7.2.2.2 接地距离Ⅰ段定值按可靠躲过本线路对侧母线接地故障整定。

7.2.2.3 接地距离Ⅱ段定值按本线路末端发生金属性故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路接地距离Ⅰ段或Ⅱ段配合；也可与相邻线路纵联保护配合，整定动作时间可取1.0s左右。

7.2.2.4 接地距离Ⅱ段与相邻线路接地距离Ⅰ段配合时，准确的计算公式应该是：

(1)按单相接地故障或两相短路接地故障：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_{DZ\text{Ⅰ}} + K_K \frac{(1+3K')K_{Z0} - (1+3K)K_{Z1}}{I_{ph} + K3I_0} \tag{12-11}$$

或者将等式右侧第二项中的 K_{Z1}(正序助增系数)改用 K_{Z0}(零序助增系数)，等式可写成如下形式：

(2)按单相接地故障：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{DZ\text{Ⅰ}} + K_K \frac{2(K_{Z1} - K_{Z0})I_1 + 3(K' - K)K_{Z0} I_0}{I_{ph} + K3I_0} Z'_{DZ\text{Ⅰ}} \tag{12-12}$$

(3)按两相短路接地故障：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{DZ\text{Ⅰ}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})(I_{ph} - I_0) + 3(K' - K)K_{Z0} I_0}{I_{ph} + K3I_0} Z'_{DZ\text{Ⅰ}} \tag{12-13}$$

式中：K_{Z1}、K_{Z0}——分别为正序和零序助增系数；

K、K'——本线路和相邻线路零序补偿系数；

Z_1——本线路正序阻抗；

$Z_{ZD\text{Ⅰ}}$——相邻线路接地距离Ⅰ段阻抗定值；

I_1、I_0——流过本线路的正序和零序电流；

I_{ph}——流过本线路的故障相电流。

假定 $K=K'$，当 K_{Z0} 大于 K_{Z1} 时，可略去式(12-11)中的最后一项；当 K_{Z1} 大于 K_{Z0} 时，可略去式(12-12)、式(12-13)中的最后一项。结果可以归纳为如下等式：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZ\text{Ⅰ}} \tag{12-14}$$

式中：K_Z——K_{Z1} 和 K_{Z0} 两者中的较小值。

7.2.2.5 接地距离Ⅱ段保护范围一般不应超过相邻变压器的其他各侧母线。阻抗定值按躲变压器小电流接地系统侧母线三相短路整定时：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z_{T1} \tag{12-15}$$

式中：Z_1——线路正序阻抗；

K_{Z1}——正序助增系数；

Z_{T1}——变压器正序阻抗。

阻抗定值按躲变压器其他侧(中性点直接接地系统)母线接地故障整定时：

(1)按单相接地故障：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K \frac{U_1 + U_2 + U_0}{I_1 + I_2 + I_0 + K3I_0} = K_K \frac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1+3K)I_0} \tag{12-16}$$

(2)按两相短路接地故障：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K \frac{a^2U_1 + aU_2 + U_0}{a^2I_1 + aI_2 + (1+3K)I_0} \tag{12-17}$$

式(12-16)及式(12-17)中：U_1、U_2、U_0和I_1、I_2、I_0相应地为在变压器其他侧母线故障时，在接地距离保护安装处所测得的各相序电压和各相序电流。

7.2.2.6　当相邻线路无接地距离保护时，接地距离Ⅱ段可与相邻线路零序电流Ⅰ段配合。为了简化计算，可以只考虑相邻线路单相接地故障情况，两相短路接地故障靠相邻线路相间距离Ⅰ段动作来保证选择性。

由于保护动作原理不一致，接地距离保护与零序电流保护配合关系比较复杂，但为了简化计算和满足选择性要求，可用以下简化计算公式：

$$Z_{DZ\text{Ⅱ}} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{1\text{Ⅰ}(\text{Ⅱ})}$$

式中：K_K——可靠系数；

K_Z——相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段单相接地保护范围末端故障时的最小助增系数(选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值)；

Z_1——本线路正序阻抗；

$Z'_{1\text{Ⅰ}(\text{Ⅱ})}$——相邻线路零序电流Ⅰ段(或Ⅱ段)保护范围所对应的线路正序阻抗值。

7.2.2.7　接地距离Ⅲ段、相间距离Ⅲ段定值按可靠躲过本线路的最大事故过负荷电流对应的最小阻抗整定，并与相邻线路相间距离Ⅱ段配合。若配合有困难，可与相邻线路接地距离Ⅲ段配合整定。

7.2.2.8　接地距离保护中应有对本线路末端故障有灵敏度的延时段保护，其灵敏系数满足如下要求：

①50km以下线路，不小于1.45；

②50～100km线路，不小于1.4；

③100～150km线路，不小于1.35；

④150～200km线路，不小于1.3；

⑤200km以上线路，不小于1.25。

线路保护后加速段灵敏度的要求也应如上所述。

7.2.2.9　零序电流补偿系数K应按线路实测的正序阻抗Z_1和零序阻抗Z_0计算获得，$K=(Z_0-Z_1)/3Z_1$。实用值宜小于或接近计算值。

7.2.2.10　四边形特性阻抗元件的电阻和电抗特性根据整定范围选择，电阻特性可根据最小负荷阻抗整定，电抗和电阻特性的整定应综合考虑暂态超越问题和躲过渡电阻的能力。

7.2.2.11　接地距离保护的整定计算如表12-6所示。

7.2.3　相间距离保护

7.2.3.1　相间距离保护为三段式。

7.2.3.2　启动元件按本线路末端或保护动作区末端非对称故障有足够灵敏度整定，并保证在本线路末端发生三相短路时能可靠启动，其灵敏系数具体要求如下：

(1)负序电流分量启动元件在本线路末端发生金属性两相短路时，灵敏系数大于4。

表 12-6　接地距离保护整定计算表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离Ⅰ段	$Z_{0\,\mathrm{I}}$	躲本线路末端故障 $Z_{\mathrm{DZ\,I}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{\mathrm{K}} \leqslant 0.7$	$t_{\mathrm{I}} = 0\mathrm{s}$	参见 7.2.2.2
		单回线送变压器终端方式，送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{\mathrm{DZ\,I}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1 + K_{\mathrm{KT}} Z'_{\mathrm{T}}$	$K_{\mathrm{K}} = 0.8 \sim 0.85$； Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{\mathrm{KT}} \leqslant 0.7$； Z'_{T} 为受端变压器正序阻抗	$t_{\mathrm{I}} \geqslant 0\mathrm{s}$	参见 5.15
接地距离Ⅱ段	$Z_{0\,\mathrm{II}}$	按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{\mathrm{DZ\,II}} \geqslant K_{\mathrm{LM}} Z_1$	$K_{\mathrm{LM}} = 1.3 \sim 1.5$		参见 7.2.2.3 及 7.2.2.8
		与相邻线路接地距离Ⅰ段配合 $Z_{\mathrm{DZ\,II}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1 + K_{\mathrm{K}} K_{\mathrm{Z}} Z'_{\mathrm{DZ\,I}}$	Z_{I} 为本线路正序阻抗； $Z'_{\mathrm{DZ\,I}}$ 为相邻线路接地距离Ⅰ段动作阻抗； K_{Z} 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值； $K_{\mathrm{K}} = 0.7 \sim 0.8$	$t_{\mathrm{II}} = 1.0\mathrm{s}$	参见 7.2.2.3
		与相邻线路纵联保护配合整定，躲相邻线路末端接地故障 $Z_{\mathrm{DZ\,II}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1 + K_{\mathrm{K}} K_{\mathrm{Z}} Z'_1$	Z'_1 为相邻线路正序阻抗； $K_{\mathrm{K}} = 0.7 \sim 0.8$； K_{Z} 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_{\mathrm{II}} = 1.0\mathrm{s}$	参见 7.2.2.3
		与相邻线路零序电流Ⅰ(Ⅱ)段配合(只考虑单相接地故障) $Z_{\mathrm{DZ\,II}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1 + K_{\mathrm{K}} K_{\mathrm{Z}} Z'$	Z'_1 为本线路正序阻抗； $K_{\mathrm{K}} = 0.7 \sim 0.8$； Z_{Z}' 为相邻路零序电流Ⅰ(Ⅱ)段保护范围末端对应的正序阻抗； K_{Z} 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值	$t_{\mathrm{II}} = 1.0\mathrm{s}$ 或 $t_{\mathrm{II}} \geqslant t'_{\mathrm{II}} + \Delta t$	参见 7.2.2.6 t'_{II} 为相邻线路零序电流Ⅱ段保护动作时间； Δt 为时间级差
		与相邻线路接地距离Ⅱ段配合 $Z_{\mathrm{DZ\,II}} \leqslant K_{\mathrm{K}} Z_1 + K_{\mathrm{K}} K_{\mathrm{Z}} Z'_{\mathrm{DZ\,II}}$	Z'_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{\mathrm{DZ\,II}}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段动作阻抗； $K_{\mathrm{K}} = 0.7 \sim 0.8$； K_{Z} 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值	$t_{\mathrm{II}} \geqslant t'_{\mathrm{II}} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路接地距离Ⅱ段动作时间

续表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离Ⅱ段	$Z_{0Ⅱ}$	躲变压器另一侧母线三相短路 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_T 为相邻变压器正序阻抗； K_{Z1} 为正序助增系数； $K_K = 0.7 \sim 0.8$	$t'_Ⅱ = 1.0s$	参见 7.2.2.5
		躲变压器其他侧(大电流接地系统)母线接地故障 ①单相接地故障 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K \dfrac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1+3K)I_0}$ ②两相短路接地故障 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K \times \dfrac{a^2 U_1 + aU_2 + U_0}{a^2 I_1 + aI_2 + (1+3K)I_0}$	U_1、U_2、U_0 和 I_1、I_2、I_0 为变压器其他侧母线接地故障时在继电器安装处测得的各相序电压和相序电流； E 为发电机等值电势，可取额定值； $K_K = 0.7 \sim 0.8$	$t_Ⅱ = 1.0s$	参见 7.2.2.5
接地距离Ⅲ段	$Z_{0Ⅲ}$	按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{DZⅡ} \geqslant K_{LM} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{LM} = 1.3 \sim 3.0$	$t_Ⅱ \geqslant 1.5s$	参见 7.2.2.5
		与相邻线路接地距离Ⅱ段配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段作阻抗； $K_K = 0.7 \sim 0.8$； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_Ⅲ = t'_Ⅱ + \Delta t$	$t'_Ⅱ$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段动作时间 参见 7.2.2.7
		与相邻线路接地距离Ⅲ段配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅢ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； $Z'_{DZⅢ}$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段作阻抗； $K_K = 0.7 \sim 0.8$； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_Ⅲ = t'_Ⅲ + \Delta t$	$t'_Ⅲ$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段动作时间 参见 7.2.2.7
		躲最小负荷阻抗 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_{FH}$	Z_{FH} 按实际可能最不利的系统频率下阻抗元件所见到的事故过负荷最小负荷阻抗(应配合阻抗元件的实际动作特性进行检查)整定 $K_K \leqslant 0.7$		参见 7.2.3.9

注：方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。

(2)单独的零序或负序电流分量启动元件在本线路末端发生金属性单相和两相接地故障时,灵敏系数大于4。

(3)负序电流分量启动元件在距离Ⅲ段保护动作区末端发生金属性两相短路故障时,灵敏系数大于2。

(4)单独的零序或负序电流分量启动元件在距离Ⅲ段保护动作区末端发生金属性单相和两相接地故障时,灵敏系数大于2。

(5)相电流突变量启动元件在本线路末端发生各类金属性短路故障时,灵敏系数大于4;在距离Ⅲ段保护动作区末端各类金属性故障时,灵敏系数大于2。

7.2.3.3 继电保护的短时间开放式振荡闭锁回路元件的整定:

(1)振荡闭锁开放时间,原则上应在保证距离Ⅱ段可靠动作的前提下尽量缩短,一般可整定为0.12～0.15s。

(2)判别振荡用的相电流元件定值,按可靠躲过正常负荷电流整定。

(3)振荡闭锁整组复归时间,应大于相邻线路重合闸周期加上重合于永久性故障保护再次动作的最长时间,并留有一定裕度。

7.2.3.4 继电保护的长时间开放式振荡闭锁回路元件的整定:

(1)判别振荡用的阻抗元件(内、外)定值,按可靠涵盖需要在振荡过程中闭锁的所有距离保护段整定。

(2)判别振荡用的延时时间定值,应能正确区分各种不同情况下振荡和故障,按最短振荡周期200ms考虑。

(3)振荡闭锁解锁开放时间应根据不同的开放原理,保证不误开放。

7.2.3.5 保护动作区末端金属性相间短路的最小短路电流应大于距离保护相应段最小精确工作电流的两倍。

7.2.3.6 相间距离Ⅰ段的定值,按可靠躲过本线路末端相间故障整定,一般为本线路阻抗的0.8～0.85。

7.2.3.7 电流速断定值应可靠躲过区外故障最大故障电流和最大系统振荡电流。

7.2.3.8 相间距离Ⅱ段定值,按本线路末端发生金属性相间短路故障有足够灵敏度整定,并与相邻线路相间距离Ⅰ段或纵联保护配合,动作时间取0.5s左右:若配合有困难时,可与相邻线路相间距离Ⅱ段配合整定。

7.2.3.9 相间距离保护中应有对本线路末端故障有足够灵敏度的延时段保护,其灵敏系数应满足如下要求:

①50km以下线路,不小于1.45;

②50～100km线路,不小于1.4;

③100～150km线路,不小于1.35;

④150～200km线路,不小于1.3;

⑤200以上线路,不小于1.25。

线路保护后加速段灵敏度的要求也应如上所述。

7.2.3.10 相间距离Ⅲ段定值按可靠躲过本线路的最大事故过负荷电流对应的最小阻抗整定,并与相邻线路相间距离Ⅱ段配合。当相邻线路相间距离Ⅰ、Ⅱ段采用短时开放原理时,本线路相间距离Ⅲ段可能失去选择性。若配合有困难,可与相邻线路相间距离Ⅲ段配合。

7.2.3.11 相间距离Ⅲ段动作时间应大于系统振荡周期。在环网中，本线路相间距离Ⅲ段与相邻线路相间距离Ⅲ段之间整定配合时，可适当选取解列点。

7.2.3.12 相间距离保护之间按金属性短路故障进行整定配合，不计及故障电阻影响。

7.2.3.13 相间距离保护整定计算如表12-7所示。

表12-7 相间距离保护整定计算表

名称	符号	电流定值		动作时间	说明
		公式	说明		
相间距离Ⅰ段	$Z_{Ⅰ}$	躲本线路末端故障 $Z_{DZⅠ} \leqslant K_K Z_1$	$K_K=0.8\sim0.85$； Z_1 为本线路正序阻抗	$t_{Ⅰ}=0s$	参见7.2.3.6
		单回线送变压器终端方式，送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZⅠ} \leqslant K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T$	$K_K=0.8\sim0.85$； Z_1 为本线路正序阻抗： $K_{KT} \leqslant 0.7$； Z'_T 为相邻变压器并联等值正序阻抗	$t_{Ⅰ}=0s$	参见7.2.2.8
相间距离Ⅱ段	$Z_{Ⅱ}$	与相邻线路接地距离Ⅰ段配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{DZⅠ}$	Z_1 为本线路正序阻抗： K_Z 为助增系数； $Z'_{DZⅠ}$ 为相邻线路接地距离Ⅰ段定值； $K_K=0.8\sim0.85$； $K'_K \leqslant 0.8$	$t_{Ⅱ} \geqslant \Delta t$	参见7.2.3.8
		本线路末端接地故障有足够灵敏度 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_{LM} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗： $K_{LM}=1.3\sim1.5$		参见7.2.3.8及7.2.3.9
		躲变压器其他侧母线故障 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_{KT} Z_1 + K_K K_Z Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗； K_Z 为助增系数； Z'_T 为相邻变压器正序阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K_{KT} \leqslant 0.7$	$t_{Ⅱ} \geqslant \Delta t$	
		与相邻线路接相间距离Ⅱ段配合 $Z_{DZⅡ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； K_Z 为助增系数； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路相间距离Ⅱ段动作阻抗； $K_K=0.8\sim0.85$； $K'_K \leqslant 0.8$； 假定 Z_1、$Z'_{DZⅡ}$ 和 Z'_T 阻抗角相等	$t_{Ⅱ} \geqslant t'_{Ⅱ} + \Delta t$	$t'_{Ⅱ}$ 为相邻线路距离Ⅱ段动作时间

续表

名称	符号	电流定值		动作时间	说明
		公式	说明		
相间距离Ⅲ段	$Z_{0Ⅲ}$	与相邻线路相间距离Ⅱ段配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	Z_1 为本线路正序阻抗； K_Z 为助增系数； $Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路距离Ⅱ段作阻抗； $K'_K \leqslant 0.8$； $K_K = 0.8 \sim 0.85$	保护范围不伸出相邻变压器其他各侧母线时，$t_Ⅲ \geqslant t'_Ⅱ + \Delta t$； 保护范围伸出相邻变压器其他各侧母线时，$t_Ⅲ \geqslant t'_T + \Delta t$	$t'_Ⅱ$ 为相邻线路重合后不经振荡闭锁的距离Ⅱ段动作时间； t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间 参见 7.2.3.10
		与相邻变压器相间短路后备保护配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K \times \left(K_K K_Z \frac{U_{\phi} - \phi_{min}}{2I'_{DZ}} - Z_C \right)$	$U_{\phi} - \phi_{min}$ 为电网运行最低线电压； I'_{DZ} 为相邻变压器相间短路后备保护定值； Z_C 为背侧系统等价阻抗； $K_K = 0.8 \sim 0.85$	$t_Ⅲ \geqslant t'_T + \Delta t$	t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间
		与相邻线路距离Ⅲ段配合 $Z_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{DZⅡ}$	$Z'_{DZⅡ}$ 为相邻线路距离Ⅲ段动作阻抗； $K'_K \leqslant 0.8$； $K_K = 0.8 \sim 0.85$	$t_Ⅲ \geqslant t'_Ⅲ + \Delta t$	$t'_Ⅲ$ 为相邻线路距离Ⅲ段动作时间
		躲最小负荷阻抗 $R_{DZⅢ} \leqslant K_K Z_{FH}$	Z_{FH} 按实际可能最不利的系统频率下阻抗元件所见到的事故过负荷最小负荷阻抗(应配合阻抗元件的实际动作特性进行检查)整定 $K_K \leqslant 0.7$		参见 7.2.3.10

注：方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。

7.2.4 纵联距离保护

7.2.4.1 线路超范围纵联保护本侧反向(或启动)元件灵敏度高于对侧正向灵敏度，灵敏系数不小于 1.6。

7.2.4.2 纵联距离(相间和接地)保护灵敏度的要求如下：

①50km 以下线路，不小于 1.7；

②50～100km 线路，不小于 1.6；

③100～150km 线路，不小于 1.5；

④150～200km 线路，不小于 1.4；

⑤200km 以上线路，不小于 1.3。

7.2.5 分相电流差动保护

7.2.5.1 装置零序电流启动元件应按躲过最大负荷电流下的不平衡电流整定，并能满足5.6.4条件下的灵敏度，灵敏系数大于2，5。

7.2.5.2 突变量启动元件按被保护线路运行时的最大不平衡电流整定，灵敏系数大于1.5。

7.2.5.3 零序电流差动保护差流定值，对切除高电阻接地故障灵敏度不小于1.5。若无零序电流差动保护的分相电流差动保护的差流低定值，对切除高电阻接地故障灵敏度不小于1.3；若有零序电流差动保护的分相电流差动保护的差流低定值，对切除高电阻接地故障灵敏度不小于1。

7.2.5.4 分相电流差动保护的差流高定值可靠躲过线路稳态电容电流，可靠系数不小于4。零序电流差动差流定值和分相电流差动差流低定值躲不过线路稳态电容电流须经线路电容电流补偿。

7.2.6 方向高频保护

7.2.6.1 反映各种短路故障的高定值启动元件按被保护线路末端发生金属性故障有灵敏度整定，灵敏系数大于2。低定值启动元件按躲过最大负荷电流下的不平衡电流整定，并保证在被保护线路末端故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于4。

7.2.6.2 方向判别元件在被保护线路末端发生金属性故障时应有足够灵敏度，灵敏系数大于3。若采用方向阻抗元件作为方向判别元件，灵敏系数大于2。

7.2.6.3 故障测量元件的定值按被保护线路末端故障时有灵敏度整定，灵敏系数大于2。若采用阻抗元件作为故障测量元件时，灵敏系数大于1.5。

7.2.6.4 对于高频闭锁方向零序电流或高频闭锁距离保护：

①启动发信元件按本线路末端故障有足够灵敏度整定，并与本侧停信元件相配合。

②停信元件按被保护线路末端发生金属性故障有灵敏度整定，灵敏系数大于1.5～2。

7.2.6.5 独立的速断跳闸元件按躲过线路末端故障整定。

7.2.6.6 对以反方向元件启动发闭锁信号的方向高频闭锁保护，其反方向动作元件在反方向故障时应可靠动作，闭锁正向跳闸元件，并与线路对侧的正方向动作元件灵敏度相配合。

7.2.7 导引线纵联保护

7.2.7.1 纵差元件的电流启动值应按躲过被保护线路合闸时的最大充电电流整定，并可靠躲过区外故障时的最大不平衡电流，同时保证线路发生内部故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于2。

7.2.7.2 闭锁元件的整定：

(1)负序电压元件按被保护线路末端发生不对称故障时的最小负序电压整定，灵敏系数不低于2。

(2)低电压元件按最低运行电压整定，并验算线路末端发生三相短路时，灵敏系数不低于2。

(3)相电流元件的整定需大于被保护线路的最大负荷电流，并验算线路末端两相短路时的灵敏系数不低于2。

(4)零序电流元件在线路末端发生单相及两相接地故障时有足够灵敏度，灵敏系数不低于2。

7.2.8 自动重合闸

7.2.8.1 自动重合闸的动作时间整定应考虑:

(1)单侧电源线路所采用的三相重合闸时间除应大于故障点熄弧时间及周围介质去游离时间外,还应大于断路器及操作机构复归原状准备好再次动作的时间。

(2)双侧电源线路的自动重合闸时间除了考虑单侧电源线路重合闸的因素外,还应考虑线路两侧保护装置以不同时限切除故障的可能性及潜供电流的影响。计算公式如下:

$$t_{zmin} \geqslant t_n + t_d - t_k$$

式中:t_{zmin}——最小重合闸整定时间;

t_n——对侧保护有足够灵敏度的延时段动作时间,如只考虑两侧保护均为瞬时动作,则可取为零。

t_d——断电时间,220kV 线路,三相重合闸不小于 0.3s,单相重合闸不小于 0.5s;330kV～750kV 线路,单相重合闸的最低要求断电时间,视线路长短及有无辅助消弧措施(如高压电抗器带中性点小电抗)而定;

t_k——断路器固有合闸时间。

(3)发电厂出线或密集型电网的线路三相重合闸,其无电压检定侧的动作时间一般整定为 10s;单相重合闸的动作时间由运行方式部门确定,一般整定为 1.0s 左右。

7.2.8.2 重合闸整组复归时间,应大于重合闸周期与重合于永久性故障第二次跳闸时间和后加速延时之和,并留有一定裕度;同时尚应大于本线路相间距离保护的整组复归时间,以取得后加速情况下的选择性配合。

7.2.8.3 一个半断路器接线的自动重合闸方式,可根据系统需要,设定断路器先后合闸顺序。先重合的断路器重合时间按 7.2.8.1 条整定。

7.2.9 母线保护

7.2.9.1 母线差动电流保护的差电流启动元件定值,应可靠躲过区外故障最大不平衡电流和任一元件电流回路断线时由于负荷电流引起的最大差电流。计算公式如下:

(1)
$$I_{DZ} \geqslant K_K(F_i + F'_i) I_{DLmax}$$

式中:I_{DZ}——差电流元件的整定值;

F_i——电流互感器最大误差系数,取 0.1;

F'_i——中间变流器最大误差系数,取 0.05;

I_{DLmax}——流过电流互感器的最大短路电流;

K_K——可靠系数,对本身性能可以躲过非周期分量的差电流元件取 1.5。

(2)
$$I_{DZ} \geqslant K_K I_{FHmax}$$

式中:I_{FHmax}——母线上诸元件在正常运行情况下的最大支路负荷电流;

K_K——可靠系数,取 1.5～1.8。

(3)差电流启动元件定值,按连接母线的最小故障类型校验灵敏度,应保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够灵敏度,灵敏系数不小于 1.5。

7.2.9.2 固定连接式的双母线差动保护中每一组母线的差电流选择元件定值,应可靠躲过另一组母线故障时的最大不平衡电流。选择元件可取与启动元件相同的整定值,并按本母线最小故障校验灵敏度。

7.2.9.3 母联电流相位比较差动保护的启动元件整定与母线差动电流保护的差电流元件相同。反映两组母线相继故障的后备跳闸时间一般整定为 0.3s。

7.2.9.4 接于零序差回路的电流回路断线闭锁继电器的电流定值，一般应能在最小负荷电流元件的电流回路断线时可靠动作起闭锁作用，还须躲开正常运行中的最大不平衡电流。一般可整定为电流互感器额定电流的10%，动作时间大于最长的其他保护时限。

7.2.9.5 低电压或负序及零序电压闭锁元件的整定，按躲过最低运行电压整定，在故障切除后能可靠返回，并保证对母线故障有足够的灵敏度，一般可整定为母线最低运行电压的60%～70%。负序、零序电压闭锁元件按躲过正常运行最大不平衡电压整定，负序电压（U_2相电压）可整定为2～6V，零序电压（$3U_0$）可整定为4～8V。

7.2.9.6 比例制动原理的母线差动保护的启动元件，应可靠躲过最大负荷时的不平衡电流并尽量躲最大负荷电流，按被保护母线最小短路故障有足够灵敏度校验，灵敏系数不小于2。

7.2.9.7 应验证母线差动保护的最大二次回路电阻是否满足电流互感器10%误差曲线的要求，实际的二次回路电阻应小于电流互感器允许的最大二次回路电阻。采用高、中阻抗型母线差动保护时，必须校验电流互感器的拐点电压是否满足要求。

7.2.9.8 全电流比相式母线差动保护的比相元件闭锁角按可靠躲过母线外部故障时产生的最大角误差整定。

7.2.9.9 母联或分段开关充电保护，按最小运行方式下被充电母线故障有灵敏度整定。

7.2.9.10 母联或分段开关解列保护，按可靠躲过最大运行方式下的最大负荷电流整定。

7.2.10 断路器失灵保护

7.2.10.1 相电流判别元件的整定值，应保证在本线路末端金属性短路或本变压器低压侧故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于1.3，并尽可能躲过正常运行负荷电流。负序电流和零序电流判别元件的定值一般应不大于300A，对不满足精确工作电流要求的情况，可适当抬高定值。

负序电压、零序电压和低电压闭锁元件的整定值，应综合保证与本母线相连的任一线路末端和任一变压器低压侧发生短路故障时有足够灵敏度。其中负序电压、零序电压元件应可靠躲过正常情况下的不平衡电压，低电压元件应在母线最低运行电压下不动作，而在切除故障后能可靠返回。

7.2.10.2 断路器失灵保护经相电流判别的动作时间（从启动失灵保护算起）应在保证断路器失灵保护动作选择性的前提下尽量缩短，应大于断路器动作时间和保护返回时间之和，再考虑一定的时间裕度。

双母线接线方式下，以较短时限（约0.25～0.35s）动作于断开母联或分段断路器，以较长时限（约0.5s）动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有断路器。

一个半断路器接线方式下，可直接经一时限（约0.2～0.5s）跳本断路器三相及与拒动断路器相关联的所有断路器，包括经回路断开对侧的断路器。也可经较短时限（约0.13～0.15s）动作于跳本断路器三相，经较长时限（约0.2～0.25s）跳开与拒动断路器相关联的所有断路器，包括经远方跳闸通道断开对侧的线路断路器。

7.2.10.3 断路器失灵保护经负序或零序电流判别的动作时间（从启动失灵保护算起）应在保证断路器失灵保护动作选择性的前提下尽量缩短。如环形接线中有需要和重合闸时间配合，应大于重合闸动作时间和合于故障开关跳开时间之和，再考虑一定的时间裕度。

7.2.11 断路器三相不一致保护

断路器三相不一致保护的动作时间应可靠躲单相重合闸时间整定,再考虑一定的时间裕度。如不需要考虑和重合闸的配合,时间可适当缩短。若有电气量判别元件,其动作值应按可靠躲过断路器额定负载时的最大不平衡电流整定。

7.2.12 短引线保护

一个半开关接线系统当线路或变压器检修相应出线闸刀拉开,开关合环运行时投入的短引线保护动作电流应可靠躲正常运行时的不平衡电流,可靠系数不小于2,金属性短路灵敏系数不小于2。

7.2.13 远方跳闸就地判别

所有启动元件应保证系统最小运行方式下保护范围内故障有足够灵敏度。

12.1.10 继电保护设备选择

(1)继电保护设备选择应根据相关继电保护管理部门审定的电力系统继电保护及安全自动装置设计所确定的配置方案进行。

(2)确定保护配置方案和选型遵照现行有关继电保护的国标、行标。贯彻《继电保护及安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)、《继电保护及电网安全自动装置检验规程》(DL/T 995—2006)、《3～110kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 584—1995)、《220～500kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 559—1994)、《电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程》(DL/T 623—1997)等有关标准的规定。

(3)所选择的保护设备应具有应用于相应电压等级系统的成功运行经验,满足电力网结构和厂站主接线要求,为便于运行管理和有利性能配合,同一电力网或同一厂站内的继电保护型式、品种不宜过多。

(4)所选择的保护设备应采用具有成熟运行经验的数字式保护,满足《输电线路保护装置通用技术条件》(GB/T 15145—2008)的要求。

(5)所选择的保护装置应已通过具有资质并经国家电网公司核准的检测中心进行的动模试验。

(6)保护设备使用的环境要求:使用环境条件一般包括正常工作大气条件(环境温度、平均和最大相对湿度、海拔高度和大气压力)、日照强度、耐地震能力等要求。

(7)保护设备的使用条件:额定交流电流(A)、电流互感器变比、额定交流相电压(V)、电压互感器变比、额定频率(Hz)、额定直流电压(V)等。

(8)保护设备的电磁兼容性能满足《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)规定的电磁兼容要求。

(9)保护装置的功能应满足所选择的保护装置的具体技术要求,以500kV 母线为3/2断路器接线母线保护的技术要求为例:

500kV 母线保护的技术要求:

(1)500kV 母线为3/2断路器接线,每段母线装设两套独立的装设在两面柜上的母线保护。

(2)两段母线共四套母线保护应完全独立。

(3)母线保护应能适应环形母线的接线。

(4)母线保护在区外故障穿越电流30倍一次额定电流时不应误动。

(5)母线保护应对电流互感器特性无特殊要求,动作正确性不受电流互感器饱和影响。

(6)母线保护应允许各个元件使用不同变比的电流互感器。

(7)母线保护差动测量元件应为分相式。

(8)母线保护应具有比率制动特性,以提高安全性。

(9)母线保护整组动作时间,$2I_N$下不大于 20ms。

(10)母线保护应包括交流电流监视回路,它在 5%I_N时即能可靠动作,当交流电流回路不正常或断线时不应误动,并经延时闭锁母线保护及发出告警信号。

(11)母线保护应有足够触点进行断路器跳闸、闭锁重合闸、启动失灵保护、发出中央信号,事件记录及远动信号等。其中启动失灵保护的触点应在故障切除后瞬时返回。

(12)母线保护应有失灵保护启动的输入回路,以便母线侧断路器失灵,启动母差跳闸出口继电器。

(13)母线保护配置应能满足最终一次接线的要求。

12.2 电气主设备继电保护的配置、整定计算及设备选择

12.2.1 发电机保护

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.2.1 电压在 3kV 及以上,容量在 600MW 级及以下的发电机,应按本条的规定,对下列故障及异常运行状态,装设相应的保护。容量在 600MW 级以上的发电机可参照执行。

①定子绕组相间短路;

②定子绕组接地;

③定子绕组匝间短路;

④发电机外部相间短路;

⑤定子绕组过电压;

⑥定子绕组过负荷;

⑦转子表层(负序)过负荷;

⑧励磁绕组过负荷;

⑨励磁回路接地;

⑩励磁电流异常下降或消失;

⑪定子铁芯过励磁;

⑫发电机逆功率;

⑬频率异常;

⑭失步;

⑮发电机突然加电压;

⑯发电机起停;

⑰其他故障和异常运行。

4.2.2 上述各项保护,宜根据故障和异常运行状态的性质及动力系统具体条件,按规

定分别动作于：

①停机　断开发电机断路器、灭磁，对汽轮发电机，还要关闭主汽门；对水轮发电机还要关闭导水翼。

②解列　灭磁断开发电机断路器、灭磁，汽轮机甩负荷。

③解列　断开发电机断路器，汽轮机甩负荷。

④减出力　将原动机出力减到给定值。

⑤缩小故障影响范围　例如断开预定的其他断路器。

⑥程序跳闸　对汽轮发电机首先关闭主汽门，待逆功率继电器动作后，再跳发电机断路器并灭磁。对水轮发电机，首先将导水翼关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁。

⑦减励磁　将发电机励磁电流减至给定值。

⑧励磁切换　将励磁电源由工作励磁电源系统切换到备用励磁电源系统。

⑨厂用电源切换　由厂用工作电源供电切换到备用电源供电。

⑩分出口　动作于单独回路。

⑪信号　发出声光信号。

4.2.3　对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障，应按下列规定配置相应的保护作为发电机的主保护：

4.2.3.1　1MW及以下单独运行的发电机，如中性点侧有引出线，则在中性点侧装设过电流保护，如中性点侧无引出线，则在发电机端装设低电压保护。

4.2.3.2　1MW及以下与其他发电机或与电力系统并列运行的发电机，应在发电机端装设电流速断保护。如电流速断灵敏系数不符合要求，可装设纵联差动保护；对中性点侧没有引出线的发电机，可装设低压过流保护。

4.2.3.3　1MW以上的发电机，应装设纵联差动保护。

4.2.3.4　对100MW以下的发电机变压器组，当发电机与变压器之间有断路器时，发电机与变压器宜分别装设单独的纵联差动保护功能。

4.2.3.5　对100MW及以上发电机变压器组，应装设双重主保护，每一套主保护宜具有发电机纵联差动保护和变压器纵联差动保护功能。

4.2.3.6　在穿越性短路、穿越性励磁涌流及自同步或非同步合闸过程中，纵联差动保护应采取措施，减轻电流互感器饱和及剩磁的影响，提高保护动作可靠性。

4.2.3.7　纵联差动保护，应装设电流回路断线监视装置，断线后动作于信号。电流回路断线允许差动保护跳闸。

4.2.3.8　本条中规定装设的过电流保护、电流速断保护、低电压保护、低压过流和差动保护均应动作于停机。

4.2.4　发电机定子绕组的单相接地故障的保护应符合以下要求：

4.2.4.1　发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定值，如无制造厂提供的规定值可参照表12-8中所列数据。

表12-8　发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压/kV	发电机额定容量/MW	接地电流允许值/A
6.3	≤50	4

续表

发电机额定电压/kV	发电机额定容量/MW		接地电流允许值/A
10.5	汽轮发电机	50～100	3
	水轮发电动	10～100	
13.8～15.75	汽轮发电机	125～200	2①
	水轮发电机	40～225	
18～20	300～600		1

注：①对氢冷发电机为2.5。

4.2.4.2 与母线直接连接的发电机：当单相接地故障电流（不考虑消弧线圈的补偿作用）大于允许值（参照表12-8）时，应装设有选择性的接地保护装置。

保护装置由装于机端的零序电流互感器和电流继电器构成。其动作电流按躲过不平衡电流和外部单相接地时发电机稳态电容电流整定。接地保护带时限动作于信号，但当消弧线圈退出运行或由于其他原因使残余电流大于接地电流允许值，应切换为动作于停机。

当未装接地保护，或装有接地保护但由于运行方式改变及灵敏系数不符合要求等原因不能动作时，可由单相接地监视装置动作于信号。

为了在发电机与系统并列前检查有无接地故障，保护装置应能监视发电机端零序电压值。

4.2.4.3 发电机变压器组：对100MW以下发电机，应装设保护区不小于90%的定子接地保护，对100MW及以上的发电机，应装设保护区为100%的定子接地保护。保护带时限动作于信号，必要时也可以动作于停机。

为检查发电机定子绕组和发电机回路的绝缘状况，保护装置应能监视发电机端零序电压值。

4.2.5 对发电机定子匝间短路，应按下列规定装设定子匝间保护：

4.2.5.1 对定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端的发电机，应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护、不完全纵差保护。

4.2.5.2 50MW及以上发电机，当定子绕组为星形接线，中性点只有三个引出端子时，根据用户和制造厂的要求，也可装设专用的匝间短路保护。

4.2.6 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备，应按下列规定配置相应的保护，保护装置宜配置在发电机的中性点侧：

4.2.6.1 对于1MW及以下与其他发电机或与电力系统并列运行的发电机，应装设过流保护。

4.2.6.2 1MW以上的发电机，宜装设复合电压（包括负序电压及线电压）启动的过电流保护。灵敏度不满足要求时可增设负序过电流保护。

4.2.6.3 50MW及以上的发电机，宜装设负序过电流保护和单元件低压启动过电流保护。

4.2.6.4 自并励（无串联变压器）发电机，宜采用带电流记忆（保持）的低压过电流保护。

4.2.6.5 并列运行的发电机和发电机变压器组的后备保护，对所连接母线的相间故障，应具有必要的灵敏系数，并不宜低于《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T

14285—2006)附录A中表A.1所列数值。

4.2.6.6 本条中规定装设的以上各项保护装置,宜带有二段时限,以较短的时限动作于缩小故障影响的范围或动作于解列,以较长的时限动作于停机。

4.2.6.7 对于按4.2.8.2和4.2.9.2规定装设了定子绕组反时限过负荷及反时限负序过负荷保护,且保护综合特性对发电机变压器组所连接高压母线的相间短路故障具有必要的灵敏系数,并满足时间配合要求,可不再装设4.2.6.2规定的后备保护。保护宜动作于停机。

4.2.7 对发电机定子绕组的异常过电压,应按下列规定装设过电压保护:

4.2.7.1 对水轮发电机,应装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过电压保护宜动作于解列灭磁。

4.2.7.2 对于100MW及以上的汽轮发电机,宜装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过电压保护宜动作于解列灭磁或程序跳闸。

4.2.8 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流,应按下列规定装设定子绕组过负荷保护:

4.2.8.1 定子绕组非直接冷却的发电机,应装设定时限过负荷保护,保护接一相电流,带时限动作于信号。

4.2.8.2 定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低(例如低于1.5倍、60s),过负荷保护由定时限和反时限两部分组成。

定时限部分:动作电流按在发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定,带时限动作于信号,在有条件时,可动作于自动减负荷。

反时限部分:动作特性按发电机定子绕组的过负荷能力确定,动作于停机。保护应反应电流变化时定子绕组的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.9 对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起的负序电流,应按下列规定装设发电机转子表层过负荷保护:

4.2.9.1 50MW及以上A值(转子表层承受负序电流能力的常数)大于10的发电机,应装设定时限负序过负荷保护。保护与4.2.6.3的负序过电流保护组合在一起。保护的动作电流按躲过发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定,带时限动作于信号。

4.2.9.2 100MW及以上A值小于10的发电机．应装设由定时限和反时限两部分组成的转子表层过负荷保护。

定时限部分:动作电流按发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定,带时限动作于信号。

反时限部分:动作特性按发电机承受短时负序电流的能力确定,动作于停机。保护应能反应电流变化时发电机转子的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.10 对励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷,100MW及以上采用半导体励磁的发电机,应装设励磁绕组过负荷保护。

300MW以下采用半导体励磁的发电机,可装设定时限励磁绕组过负荷保护,保护带时限动作于信号和降低励磁电流。

300MW及以上的发电机其励磁绕组过负荷保护可由定时限和反时限两部分组成。

定时限部分：动作电流按正常运行最大励磁电流下能可靠返回的条件整定，带时限动作于信号和降低励磁电流。

反时限部分：动作特性按发电机励磁绕组的过负荷能力确定，并动作于解列灭磁或程序跳闸。保护应能反应电流变化时励磁绕组的热积累过程。

4.2.11 对1MW及以下发电机的转子一点接地故障，可装设定期检测装置。1MW及以上的发电机应装设专用的转子一点接地保护装置延时动作于信号，宜减负荷平稳停机，有条件时可动作于程序跳闸。对旋转励磁的发电机宜装设一点接地故障定期检测装置。

4.2.12 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障，应按下列规定装设失磁保护装置：

4.2.12.1 不允许失磁运行的发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用的失磁保护。

4.2.12.2 对汽轮发电机，失磁保护宜瞬时或短延时动作于信号，有条件的机组可进行励磁切换。失磁后母线电压低于系统允许值时，带时限动作于解列。当发电机母线电压低于保证厂用电稳定运行要求的电压时，带时限动作于解列，并切换厂用电源。有条件的机组失磁保护也可动作于自动减出力。当减出力至发电机失磁允许负荷以下，其运行时间接近于失磁允许运行限时时，可动作于程序跳闸。

对水轮发电机，失磁保护应带时限动作于解列。

4.2.13 300MW及以上发电机，应装设过励磁保护。保护装置可装设由低定值和高定值两部分组成的定时限过励磁保护或反时限过励磁保护，有条件时应优先装设反时限过励磁保护。

定时限过励磁保护：

——低定值部分：带时限动作于信号和降低励磁电流。

——高定值部分：动作于解列灭磁或程序跳闸。

反时限过励磁保护：反时限特性曲线由上限定时限、反时限、下限定时限三部分组成。上限定时限、反时限动作于解列灭磁，下限定时限动作于信号。

反时限的保护特性曲线应与发电机的允许过励磁能力相配合。

汽轮发电机装设了过励磁保护可不再装设过电压保护。

4.2.14 对发电机变电动机运行的异常运行方式，200MW及以上的汽轮发电机，宜装设逆功率保护。对燃汽轮发电机，应装设逆功率保护。保护装置由灵敏的功率继电器构成，带时限动作于信号，经汽轮机允许的逆功率时间延时动作于解列。

4.2.15 对低于额定频率带负载运行的300MW及以上汽轮发电机，应装设低频率保护。保护动作于信号，并有累计时间显示。

对高于额定频率带负载运行的100MW及以上汽轮发电机或水轮发电机，应装设高频率保护。保护动作于解列灭磁或程序跳闸。

4.2.16 300MW及以上发电机宜装设失步保护。在短路故障、系统同步振荡、电压回路断线等情况下，保护不应误动作。

通常保护动作于信号。当振荡中心在发电机变压器组内部，失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时，保护还动作于解列，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。

4.2.17 对300MW及以上汽轮发电机，发电机励磁回路一点接地、发电机运行频率异常、励磁电流异常下降或消失等异常运行方式，保护动作于停机，宜采用程序跳闸方式。采用程序跳闸方式，由逆功率继电器作为闭锁元件。

4.2.18 对调相运行的水轮发电机，在调相运行期间有可能失去电源时，应装设解列保护，保护装置带时限动作于停机。

4.2.19 对于发电机起停过程中发生的故障、断路器断口闪络及发电机轴电流过大等故障和异常运行方式，可根据机组特点和电力系统运行要求，采取措施或增设相应保护。对300MW及以上机组宜装设突然加电压保护。

4.2.20 抽水蓄能发电机组应根据其机组容量和接线方式装设与水轮发电机相当的保护，且应能满足发电机、调相机或电动机运行不同运行方式的要求，并宜装设变频启动和发电机电制动停机需要的保护。

4.2.20.1 差动保护应采用同一套差动保护装置能满足发电机和电动机两种不同运行方式的保护方案。

4.2.20.2 应装设能满足发电机或电动机两种不同运行方式的定时限或反时限负序过电流保护。

4.2.20.3 应根据机组额定容量装设逆功率保护，并应在切换到抽水运行方式时自动退出逆功率保护。

4.2.20.4 应根据机组容量装设能满足发电机运行或电动机运行的失磁、失步保护。并由运行方式切换发电机运行或电动机运行方式下其保护的投退。

4.2.20.5 变频启动时宜闭锁可能由谐波引起误动的各种保护，启动结束时应自动解除其闭锁。

4.2.20.6 对发电机电制动停机，宜装设防止定子绕组端头短接接触不良的保护，保护可短延时动作于切断电制动励磁电流。电制动停机过程宜闭锁会发生误动的保护。

4.2.21 对于100MW及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。当断路器具有两组跳闸线圈时，两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

4.2.22 对于600MW级及以上发电机组应装设双重化的电气量保护，对非电气量保护应根据主设备配套情况，有条件的也可进行双重化配置。

4.2.23 自并励发电机的励磁变压器宜采用电流速断保护作为主保护；过电流保护作为后备保护。

对交流励磁发电机的主励磁机的短路故障宜在中性点侧的TA回路装设电流速断保护作为主保护，过电流保护作为后备保护。

12.2.2 电力变压器保护

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

4.3.1 对升压、降压、联络变压器的下列故障及异常运行状态，应按本条的规定装设相应的保护装置：

①绕组及其引出线的相间短路和中性点直接接地或经小电阻接地侧的接地短路；

②绕组的匝间短路；

③外部相间短路引起的过电流；

④中性点直接接地或经小电阻接地电力网中外部接地短路引起的过电流及中性点过电压；

⑤过负荷；

⑥过励磁；

⑦中性点非有效接地侧的单相接地故障；

⑧油面降低；

⑨变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

4.3.2 0.4MVA及以上车间内油浸式变压器和0.8MVA及以上油浸式变压器，均应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时，应瞬时动作于信号；当壳内故障产生大量瓦斯时，应瞬时动作于断开变压器各侧断路器。

带负荷调压变压器充油调压开关，亦应装设瓦斯保护。

瓦斯保护应采取措施，防止因瓦斯继电器的引线故障、震动等引起瓦斯保护误动作。

4.3.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障，按其容量及重要性的不同，应装设下列保护作为主保护，并瞬时动作于断开变压器的各侧断路器：

4.3.3.1 电压在10kV及以下、容量在10MVA及以下的变压器，采用电流速断保护。

4.3.3.2 电压在10kV以上、容量在10MVA及以上的变压器，采用纵差保护。对于电压为10kV的重要变压器，当电流速断保护灵敏度不符合要求时也可采用纵差保护。

4.3.3.3 电压为220kV及以上的变压器装设数字式保护时，除非电量保护外，应采用双重化保护配置。当断路器具有两组跳闸线圈时，两套保护宜分别动作于断路器的跳闸线圈。

4.3.4 纵联差动保护应满足下列要求：

①应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流：

②在变压器过励磁时不应误动作；

③在电流回路断线时应发出断线信号，电流回路断线允许差动保护动作跳闸；

④在正常情况下，纵联差动保护的保护范围应包括变压器套管和引出线，如不能包括引出线时，应采取快速切除故障的辅助措施。在设备检修等特殊情况下，允许差动保护短时利用变压器套管电流互感器，此时套管和引线故障由后备保护动作切除；如电网安全稳定运行有要求时，应将纵联差动保护切至旁路断路器的电流互感器。

4.3.5 对外部相间短路引起的变压器过电流，变压器应装设相间短路后备保护。保护袋延时跳开相应的断路器。相间短路后备保护宜选用过电流保护、符合电压（负序电压和线间电压）启动的过电流保护或复合电流保护（负序电流和单相式电压启动的过电流保护）。

4.3.5.1 35～60kV及以下中小容量的降压变压器，宜采用过电流保护。保护的整定值要考虑变压器可能出现的过负荷。

4.3.5.2 110～500kV降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，相间短路后备保护用过电流保护不能满足灵敏性要求时，宜采用复合电压启动的过电流保护或负荷电流保护。

4.3.6 对降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，根据各侧接线、连接的系统和电源情况的不同，应配置不同的相间短路后备保护，该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障。

4.3.6.1 单侧电源双绕组变压器和三绕组变压器，相间短路后备保护宜装于各侧。非

电源侧保护带两段或三段时限,用第一时限断开本侧母联或分段断路器,缩小故障影响范围;用第二时限断开本侧断路器;用第三时限断开变压器各侧断路器。电源侧保护袋一段时限,断开变压器各侧断路器。

4.3.6.2 两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器,各侧相间短路后备保护可带两端或三段时限。为满足选择性的要求或为降低后备保护的动作时间,相间短路后备保护可带方向,方向宜指向各侧母线,但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。

4.3.6.3 低压侧有分支,并接至分开运行母线段的降压变压器,除在电源侧装设保护外,还应在每个分支装设相间短路后备保护。

4.3.6.4 如变压器低压侧无专用母线保护,变压器高压侧相间短路后备保护,对低压侧母线相间短路灵敏度不够时,为提高切除低压侧母线故障的可靠性,可在变压器低压侧配置两套相间短路后备保护。该两套后备保护接至不同的电流互感器。

4.3.6.5 发电机变压器组,在变压器低压侧不另设相间短路后备保护,而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护,作为高压侧外部、变压器和分支线相间短路后备保护。

4.3.6.6 相间后备保护对母线故障灵敏度应符合要求。为简化保护,当保护作为相邻线路的远后备时,可适当降低对保护灵敏度的要求。

4.3.7 与 110kV 及以上中性点直接接地电网连接的降压变压器、升压变压器和系统联络变压器,对外部单相接地短路引起的过电流,应装设接地短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的接地故障。

4.3.7.1 在中性点直接接地的电网中,如变压器中性点直接接地运行,对单相接地引起的变压器过电流,应装设零序过电流保护,保护可由两段组成,其动作电流与相关线路零序过电流保护相配合。每段保护可设两个时限,并以较短时限动作于缩小故障影响范围,或动作于本侧断路器,以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.3.7.2 对 330kV、500kV 变压器,为降低零序过电流保护的动作时间和简化保护,高压侧零序一段只带一个时限,动作于断开变压器高压侧断路器;零序二段也只带一个时限,动作于断开变压器各侧断路器。

4.3.7.3 对自耦变压器和高、中压侧均直接接地的三绕组变压器,为满足选择性要求,可增设零序方向元件,方向宜指向各侧母线。

4.3.7.4 普通变压器的零序过电流保护,宜接到变压器中性点引出线回路的电流互感器;零序方向过电流保护宜接到高、中压侧三相电流互感器的零序回路;自耦变压器的零序过电流保护应接到高、中压侧三相电流互感器的零序回路。

4.3.7.5 对自耦变压器,为增加切除单相接地短路的可靠性,可在变压器中性点回路增设零序过电流保护。

4.3.7.6 为提高切除自耦变压器内部单相接地短路故障的可靠性,可增设只接入高、中压侧和公共绕组回路电流互感器的星形接线电流分相差动保护或零序差动保护。

4.3.8 在 110kV、220kV 中性点直接接地的电力网中,当低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,对外部单相接地短路引起的过电流,以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高,应按下列规定装设后备保护。

4.3.8.1 全绝缘变压器:应按 4.3.7.1 规定装设零序过电流保护,满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外,应增设零序过电压保护,当变压器所连接的电力网失去接地中性点时,零序过电压保护经 0.3～0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

4.3.8.2 分级绝缘变压器：为限制此类变压器中性点不接地运行时可能出现的中性点过电压，在变压器中性点应装设放电间隙。此时应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护。此外，还应增设零序过电压保护。用于中性点直接接地运行的变压器按4.3.7.1的规定装设保护。用于经间隙接地的变压器，装设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护。当变压器所接的电力网失去接地中性点，又发生单相接地故障时，此电流电压保护动作，经0.3～0.5s时限动作断开变压器各侧断路器。

4.3.9 10～66kV系统专用接地变压器应按4.3.3.1、4.3.3.2、4.3.5各条的要求配置主保护和相间后备保护。对低电阻接地系统的接地变压器，还应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜接于接地变压器中性点回路中的零序电流互感器。当专用接地变压器不经断路器直接接于变压器低压侧时，零序过电流保护宜有三个时限，第一时限断开低压侧母联或分段断路器，第二时限断开主变低压侧断路器，第三时限断开变压器各侧断路器。当专用接地变压器接于低压侧母线上，零序过电流保护宜有两个时限，第一时限断开母联或分段断路器，第二时限断开接地变压器断路器及主变压器各侧断路器。

4.3.10 一次侧接入10kV及以下非有效接地系统，绕组为星形——星形接线，低压侧中性点直接接地的变压器，对低压侧单相接地短路应装设下列保护之一：

①在低压侧中性点回路装设零序过电流保护；

②灵敏度满足要求时，利用高压侧的相间过电流保护，此时该保护应采用三相式，保护带时限断开变压器各侧。

4.3.11 0.4MVA及以上数台并列运行的变压器和作为其他负荷备用电源的单台运行变压器，根据实际可能出现过负荷情况，应装设过负荷保护，自耦变压器和多绕组变压器，过负荷保护应能反应公共绕组及各侧过负荷的情况。

过负荷保护可为单相式，具有定时限或反时限的动作特性。对经常有人值班的厂、所过负荷保护动作于信号；在无经常值班人员的变电所，过负荷保护可动作跳闸或切除部分负荷。

4.3.12 对于高压侧为330kV及以上的变压器，为防止由于频率降低和/或电压升高引起变压器磁密过高而损坏变压器，应装设过励磁保护。保护应具有定时限或反时限特性并与被保护变压器的过励磁特性相配合。定时限保护由两段组成，低定值动作于信号，高定值动作于跳闸。

4.3.13 对变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障，应装设动作于跳闸或信号的装置。

4.3.14 变压器非电气量保护不应启动失灵保护。

12.2.3 电力电容器组保护

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

4.11.1 对3kV及以上的并联补偿电容器组的下列故障及异常运行方式，应按本条规定装设相应的保护：

①电容器组和断路器之间连接线短路；

②电容器内部故障及其引出线短路；

③电容器组中，某一故障电容器切除后所引起剩余电容器的过电压；

④电容器组的单相接地故障;

⑤电容器组过电压;

⑥所联接的母线失压。

⑦中性点不接地的电容器组,各组对中性点的单相短路。

4.11.2 对电容器组和断路器之间连接线的短路,可装设带有短时限的电流速断和过流保护,动作于跳闸。速断保护的动作电流,按最小运行方式下,电容器端部引线发生两相短路时有足够灵敏系数整定,保护的动作时限应防止在出现电容器充电涌流时误动作。过流保护的动作电流,按电容器组长期允许的最大工作电流整定。

4.11.3 对电容器内部故障及其引出线的短路,宜对每台电容器分别装设专用的保护熔断器,熔丝的额定电流可为电容器额定电流的1.5～2.0倍。

4.11.4 当电容器组中的故障电容器被切除到一定数量后,引起剩余电容器端电压超过110%额定电压时,保护应将整组电容器断开。为此,可采用下列保护之一:

①中性点不接地单星形接线电容器组,可装设中性点点电压不平衡保护;

②中性点接地单星形接线电容器组,可装设中性点电流不平衡保护;

③中性点不接地双星形接线电容器组,可装设中性点间电流或电压不平衡保护;

④中性点接地双星形接线电容器组,可装设反应中性点同路电流差的不平衡保护。

⑤电压差动保护;

⑥单星形接线的电容器组,可采用开口三角电压保护。

电容器组台数的选择及其保护配置时,应考虑小平衡保护有足够的灵敏度,当切除部分故障电容器后,引起剩余电容器的过电压小于或等于额定电压的105%时,应发出信号;过电压超过额定电压的110%时,应动作于跳闸。

不平衡保护动作应带有短延时,防止电容器组合闸、断路器三相合闸不同步、外部故障等情况下误动作,延时可取0.5s。

4.11.5 对电容器组的单相接地故障,可参照4.4.3的规定装设保护,但安装在绝缘支架上的电容器组,可不再装设单相接地保护。

4.11.6 对电容器组,应装设过电压保护,带时限动作于信号或跳闸。

4.11.7 电容器应设置失压保护,当母线失压时,带时限切除所有接在母线上的电容器。

4.11.8 高压并联电容器宜装设过负荷保护,带时限动作于信号或跳闸。

4.11.9 串联电容补偿装置,应装设反应下列故障及异常情况的保护:

(1)电容器组保护

①不平衡电流保护;

②过负荷保护;

保护应延时告警,经或不经延时动作于三相永久旁路电容器组。

(2)MOV(金属氧化物非线性电阻)保护

①过温度保护;

②过电流保护:

③能量保护。

保护应动作于触发故障相GAP(间隙),并根据故障情况,单相或三相暂时旁路电容器组。

(3)旁路断路器保护

①断路器三相不一致保护,经延时三相永久旁路电容器组;

②断路器失灵保护,经短延时跳开线路两侧断路器。

(4)GAP(间隙)保护

①GAP 自触发保护;

②GAP 延时触发保护;

③GAP 拒触发保护;

④GAP 长时间导通保护。

保护应动作于三相永久旁路电容器组。

(5)平台保护

反应串联补偿电容器对平台短路故障,保护动作于三相永久旁路电容器组。

(6)对可控串联电容补偿装置,还应装设下列保护:

①可控硅回路过负荷保护;

②可控阀及相控电抗器故障保护;

③可控硅触发回路和冷却系统故障保护;

保护动作于三相永久旁路电容器组。

12.2.4 并联电抗器保护

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.12 并联电抗器保护

4.12.1 对油浸式并联电抗器的下列故障及异常运行方式,应装设相应的保护:

①线圈的单相接地和匝间短路及其引出线的相间短路和单相接地短路;

②油面降低;

③油温度升高和冷却系统故障;

④过负荷。

4.12.2 当并联电抗器油箱内部产生大量瓦斯时,瓦斯保护应动作于跳闸,当产生轻微瓦斯或油面下降时,瓦斯保护应动作于信号。

4.12.3 对油浸式并联电抗器内部及其引出线的相间和单相接地短路,应按下列规定装设相应的保护:

4.12.3.1 66kV 及以下并联电抗器,应装设电流速断保护,瞬时动作于跳闸。

4.12.3.2 220～500kV 并联电抗器,除非电量保护,保护应双重化配置。

4.12.3.3 纵联差动保护应瞬时动作于跳闸。

4.12.3.4 作为速断保护和差动保护的后备,应装设过电流保护,保护整定值按躲过最大负荷电流整定,保护带时限动作于跳闸。

4.12.3.5 220～500kV 并联电抗器,应装设匝间短路保护,保护宜不带时限动作于跳闸。

4.12.4 对 220～500kV 并联电抗器,当电源电压升高并引起并联电抗器过负荷时,应装设过负荷保护,保护带时限动作于信号。

4.12.5 对于并联电抗器油温度升高和冷却系统故障,应装设动作于信号或带时限动

作于跳闸的保护装置。

4.12.6 接于并联电抗器中性点的接地电抗器,应装设瓦斯保护。当产生大量瓦斯时,保护应动作于跳闸,当产生轻微瓦斯或油面下降时,保护应动作于信号。

对三相不对称等原因引起的接地电抗器过负荷,宜装设过负荷保护,保护带时限动作于信号。

4.12.7 330～500kV 线路并联电抗器的保护在无专用断路器时,其动作除断开线路的本侧断路器外还应启动远方跳闸装置．新开线路对侧断路器。

4.12.8 66kV 及以下干式并联电抗器应装设电流速断保护作电抗器绕组及引线相间短路的主保护;过电流保护作为相间短路的后备保护;零序过电压保护作为单相接地保护,动作于信号。

12.2.5 异步电动机和同步电动机保护

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.13.1 电压为 3kV 及以上的异步电动机和同步电动机,对下列故障及异常运行方式,应装设相应的保护;

①定子绕组相间短路;

②定子绕组单相接地;

③定子绕组过负荷;

④定子绕组低电压;

⑤同步电动机失步;

⑥同步电动机失磁;

⑦同步电动机出现非同步冲击电流;

⑧相电流不平衡及断相。

4.13.2 对电动机的定子绕组及其引出线的相间短路故障,应按下列规定装设相应的保护:

4.13.2.1 2MW 以下的电动机,装设电流速断保护,保护宜采用两相式。

4.13.2.2 2MW 及以上的电动机,或 2MW 以下,但电流速断保护灵敏系数不符合要求时,可装设纵联差动保护。纵联差动保护应防止在电动机自启动过程中误动作。

4.13.2.3 上述保护应动作于跳闸,对于有自动灭磁装置的同步电动机保护还应动作于灭磁。

4.13.3 对单相接地,当接地电流大于 5A 时,应装设单相接地保护。

单相接地电流为 10A 及以上时,保护动作于跳闸;单相接地电流为 10A 以下时,保护可动作于跳闸,也可动作于信号。

4.13.4 下列电动机应装设过负荷保护:

(1)运行过程中易发生过负荷的电动机,保护应根据负荷特性,带时限动作于信号或跳闸。

(2)启动或自启动困难,需要防止启动或自启动时间过长的电动机,保护动作于跳闸。

4.13.5 下列电动机应装设低电压保护,保护应动作于跳闸:

(1)当电源电压短时降低或短时中断后又恢复时,为保证重要电动机自启动而需要断开

的次要电动机；

(2)当电源电压短时降低或中断后，不允许或不需要自启动的电动机；

(3)需要自启动，但为保证人身和设备安全，在电源电压长时间消失后，须从电力网中自动断开的电动机；

(4)属Ⅰ类负荷并装有自动投入装置的备用机械的电动机。

4.13.6 2MW及以上电动机，为反应电动机相电流的不平衡，也作为短路故障的主保护的后备保护，可装设负序过流保护，保护动作于信号或跳闸。

4.13.7 对同步电动机失步，应装设失步保护，保护带时限动作，对于重要电动机，动作于再同步控制回路，不能再同步或不需要再同步的电动机，则应动作于跳闸。

4.13.8 对于负荷变动大的同步电动机，当用反应定子过负荷的失步保护时，应增设失磁保护。失磁保护带时限动作于跳闸。

4.13.9 对不允许非同步冲击的同步电动机，应装设防止电源中断再恢复时造成非同步冲击的保护。

保护应确保在电源恢复前动作。重要电动机的保护，宜动作于再同步控制回路。不能再同步或不需要再同步的电动机，保护应动作于跳闸。

12.2.6 直流输电系统保护

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

4.14 直流输电系统保护

直流输电系统的控制与保护可以是统一构成的，其中保护部分的功能应满足本条的要求。

4.14.1 直流输电系统保护应覆盖的区域或设备包括：

①交流滤波器、并联电容器和并联电抗器及交流滤波器组的母线；

②换流变压器及其交流引线；

③换流阀及其交流连线；

④直流极母线；

⑤中性母线；

⑥平波电抗器；

⑦直流滤波器；

⑧切换各种运行方式的转换开关、隔离开关及连接线；

⑨双极的中性母线与接地板引线的连接区域；

⑩接地板引线；

⑪直流线路。

4.14.2 直流输电系统保护应能反应如下故障：

(1)交流滤波器组/并联电容器组母线上的各种短路故障、过电压。

(2)交流滤波器组/并联电容器组的电容器故障，电阻、电感的故障或过载，内部的各种短路，以及元器件参数的改变等。

(3)换流变压器及其引线的各种故障(参考变压器保护的有关章节)，直流系统对变压器的影响，如直流偏磁。

(4)换流器(含整流和逆变)的故障,包括交流连线的接地或相间短路故障、换流器桥短路、过应力(如过压、触发角过大、过热)、丢失触发脉冲或误触发、换相失败等。

(5)换流阀故障,包括可控硅元件、阀均压阻尼回路、触发元件、阀基电子回路等。

(6)极母线及其相关设备的接地故障及直流过电压。

(7)中性母线开路、接地故障、中性母线上的开关故障。

(8)直流输电线的金属性接地、高阻接地故障、开路、与其他直流线路或交流线路碰接的故障。

(9)金属返回线开路、接地故障。

(10)直流滤波器的电容器故障、其他内部元件的故障或过载、滤波器内部接地以及元器件参数的改变等。

(11)平波电抗器故障。

(12)接地极引线开路、接地故障以及过载。

(13)双极的接地极母线与接地板引线的连接区域的接地故障。

(14)切换各种运行方式的转换开关和隔离开关的故障。

(15)交流系统发生功率振荡或次同步振荡,且直流控制小足以抑制其发展时。

(16)由换流母线或变流系统短路等交流系统故障及直流甩负荷,如,逆变站甩掉全部负荷等扰动引起的直流系统过压。

(17)直流控制系统故障时以及交流系统故障对直流系统产生的扰动,如产生谐波、功率反转等。

(18)并联电抗器的各种故障。

4.14.3 直流输电系统保护设计原则

4.14.3.1 每一保护区应与相邻保护电路的保护区重迭,不能存在保护死区。

4.14.3.2 每一个设备或保护区应具有两套独立的保护,分别使用不同的测量器件、通道、电源和出口,并宜采用不同的构成原理,互为备用。保护的配置应能检测到所有会对设备和运行产生危害的情况。

4.14.3.3 保护应在最短的时间内将故障设备或故障区切除,使故障设备迅速退出运行,并尽可能对相关系统的影响减至最小。

4.14.3.4 保护应能既适用于整流运行,也能适用于逆变运行。

4.14.3.5 由保护启动的故障控制顺序可以通过换流站间的通信系统来优化故障清除后的恢复过程,使故障持续时间最小和系统恢复时间最短。

当换流站间通信系统中断时,如直流系统发生故障,保护应能将系统的扰动减至最小,使设备免受过应力,保证系统安全。

4.14.3.6 直流两个极的保护应完全独立。直流保护的设计应使双极停运率减至最小。

4.14.3.7 应保证在所有条件和运行方式下,直流控制、直流保护及交流保护之间的正确配合,并使故障清除及故障清除后协调恢复得到最优的处理。

4.14.3.8 直流保护与直流控制的功能和参数应正确地协调配合。保护应首先借助直流控制系统的能力去抑制故障的发展,改善直流系统的暂态性能,减少直流系统的停运。

4.14.3.9 所有的保护应具有完备的自检功能。站内工程师应能在系统运行过程中对未投运的备用系统的任何保护功能进行检测,并能对保护的定值进行修改。

4.14.3.10 保护应在硬件、软件上便于系统运行和进行维护。

4.14.3.11 保护应具有数字通信接口，便于系统联网监视、信息共享及远方调度中心控制、查看及监视。

4.14.3.12 直流保护与直流拉制的相互配合较多，其间的联系宜采用可靠的数字通信方式。

4.14.3.13 直流保护系统内部应具有完善的故障录波功能，至少要记录保护所使用测点的原始值（未经运算处理）、保护的输出量。

4.14.3.14 直流保护系统宜配置相对独立的数字通道至对站，两极之间的保护通信通道应独立。

12.2.7 发电机继电保护整定计算

12.2.7.1 发电机比率制动式纵差保护

具有比率制动特性的差动保护的二次接线如图 12-7 所示。当差动线圈匝数 W_d 与制动线圈匝数 W_{res} 的关系为 $W_{res}=\frac{1}{2}W_d$ 时，

差动电流 $\dot{I}_d=(\dot{I}_{n1}-\dot{I}_{t1})/n_a$

制动电流 $\dot{I}_{res}=\frac{1}{2}(\dot{I}_{n1}+\dot{I}_{t1})/n_a$

式中：$\dot{I}_{n1}$，$\dot{I}_{t1}$ ——一次电流；

$\dot{I}_{n2}$，$\dot{I}_{t2}$ ——二次电流；

n_a——电流互感器变比。

差动保护的制动特性如图 12-8 中的折线 ABC 所示。图中，纵坐标为差动电流 I_d，横坐标为制动电流 I_{res}。

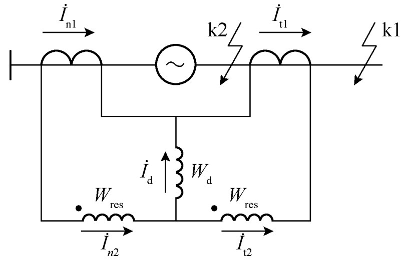


图 12-7 比率制动式差动保护原理接线图

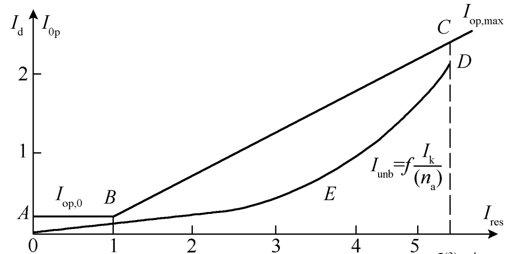


图 12-8 比率制动式差动保护的制动特性

为了正确进行整定计算，首先应了解纵差保护的不平衡电流与负荷电流和外部短路电流间的关系。

当发电机纵差保护用的10P级电流互感器，在额定一次电流和额定二次负荷条件下的比误差为±3%，因此，纵差保护在正常负荷状态下的最大不平衡电流不大于6%。但随着外部短路电流的增大和非周期暂态电流的影响，电流互感器饱和，不平衡电流将急剧增大，实际的不平衡电流与短路电流的关系曲线如图12-8中的曲线OED所示。

发电机外部短路时，差动保护的最大不平衡电流由下式进行估算

$$I_{unb.max} = K_{ap}K_{cc}K_{er}I_{k.max}^{(3)}/n_a$$

式中：K_{ap}——非周期分量系数，取1.5～2.0；

K_{cc}——互感器同型系数，取0.5；

K_{er}——互感器比误差系数，取0.1；

$I_{k.max}^{(3)}$——最大外部三相短路电流周期分量。

比率制动特性纵差保护需要整定计算以下三个参数：

(1)确定差动保护的最小动作电流，即确定图12-8中A点的纵坐标$I_{op.0}$为

$$I_{op.0} = K_{rel} \times 2 \times 0.03 I_{gN}/n_a \text{ 或 } I_{op.0} = K_{rel}I_{unb.0}$$

式中：K_{rel}——可靠系数，取1.5；

I_{gN}——发电机额定电流；

$I_{unb.0}$——发电机额定负荷状态下，实测差动保护中的不平衡电流。

实际可取$I_{op.0}=(0.10\sim0.30)I_{gN}/n_a$，一般宜选用$(0.10\sim0.20)I_{gN}/n_a$。如果实测$I_{unb.0}$较大，则应尽快查清$I_{unb.0}$增大的原因，并予消除，避免因$I_{op.0}$过大而掩盖一、二次设备的缺陷或隐患。

发电机内部短路时，特别是靠近中性点经过渡电阻短路时，机端或中性点侧的三相电流可能不大，为保证内部短路时的灵敏度，最小动作电流$I_{op.0}$不应无根据地增大。

(2)确定制动特性的拐点B。定子电流等于或小于额定电流时，差动保护不必具有制动特性，因此，B点横坐标为

$$I_{res.0} = (0.8 \sim 1.0)I_{gN}/n_a$$

当$Ir_{es.0}>I_{gN}/n_a$时，应调整保护内部参数，使其满足上式。

(3)按最大外部短路电流下差动保护不误动的条件，确定制动特性的C点，并计算最大制动系数。

设C点对应的最大动作电流为$I_{op.max}$，其值为

$$I_{op.max} = K_{rel}I_{unb.max}$$

式中：K_{rel}——可靠系数，取1.3～1.5。

C点对应的最大短路电流，$I^{(3)k.max}$与最大制动电流$I_{res.max}$相对应。C点的最大制动系数$K_{res.max}$按下式计算

$$K_{res.max} = I_{op.max}/I_{res.max} = K_{rel}K_{ap}K_{cc}K_{er}$$

上式的计算值为$K_{res.max}=0.15$，可确保在最大外部短路时差动保护不误动。但考虑到电流互感器的饱和或其暂态特性畸变的影响，为安全计，宜适当提高制动系数值。图12-8中，取C点的$K_{res.max}\approx0.30$。

该比率制动特性的斜率S为

$$S=\frac{I_{op.max}-I_{op.0}}{(I_{k.max}^{(3)}/n_a)-I_{res.0}}$$

根据上述计算，由 A、B、C 三点确定的制动特性，确保在负荷状态和最大外部短路暂态过程中可靠不误动。

按上述原则整定的比率制动特性，当发电机机端两相金属性短路时，差动保护的灵敏系数一定满足 $K_{sen}\geqslant2.0$ 的要求，不必进行灵敏度校验。

12.2.7.2 发电机单元件横差保护

本保护反应匝间短路和分支开焊以及机内绕组相间短路。

$$n_a\approx0.25I_{gN}/I_{2N}$$

式中：I_{gN}——发电机额定电流；

I_{2N}——接于发电机中性点连线的电流互感器的二次额定电流；

n_a——互感器变比。

动作电流 I_{op} 按外部短路不误动的条件整定。当横差保护的三次谐波滤过比不小于 15 时，其动作电流为

$$I_{op}=(0.20\sim0.30)I_{gN}/n_a$$

在励磁回路一点接地保护动作后，发电机可继续运行，为防止励磁回路发生瞬时性第二点接地故障时横差保护误动，应切换为带 0.5～1.0s 延时动作于停机。

12.2.7.3 发电机纵向零序过电压保护

发电机定子绕组同分支匝间、同相不同分支间或不同相间短路时，会出现纵向(机端对中性点)零序电压，该电压由专用电压互感器(互感器一次中性点与发电机中性点相连，不接地)的开口三角绕组取得。

(1)零序过电压保护的动作电压 $U_{0.op}$ 设计值可初选为 $U_{0.op}=2\sim3V$。

(2)为防止外部短路时误动作，可增设负序方向继电器，后者具有动合触点，当发电机内部短路时，触点闭合。

(3)三次谐波电压滤过比应大于 80。

(4)该保护应有电压互感器断线闭锁元件。

12.2.7.4 发电机定时限复合电压启动的过电流保护

(1)过电流元件动作电流按发电机额定负荷下可靠返回的条件整定。

$$I_{op.1}=K_{rel}I_{gn}/K_rn_a$$

式中：K_{rel}——可靠系数，取 1.3～1.5；

K_r——返回系数，取 0.85～0.95。

灵敏系数按主变压器高压侧母线两相短路的条件校验

$$K_{sen}=\frac{I^{(2)k.min}}{n_aI_{op}}$$

式中：$I^{(2)k.min}$——主变压器高压侧母线金属性两相短路时，流过保护的最小短路电流。

要求灵敏系数 $K_{sen}\geqslant1.2$。

(2)低电压元件接线电压，动作电压 U_{op} 可按下式整定：

①对于汽轮发电机。

$$U_{op}=\frac{0.6U_{gN}}{n_v}$$

式中:U_{gn}——发电机额定电压;

n_v——电压互感器变比。

②对于水轮发电机。

$$U_{op}=\frac{0.7U_{gn}}{n_v}$$

灵敏系数按主变压器高压侧母线三相短路的条件校验

$$K_{sen}=\frac{U_{op}n_v}{X_t I^{(3)k.max}}$$

式中:$I^{(3)k.max}$——主变压器高压侧母线金属性三相短路时的最大短路电流;

X_t——主变压器电抗,取 $X_t=Z_t$。

要求灵敏系数 $K_{sen}\geqslant 1.2$。

低电压元件的灵敏系数不满足要求时,可在主变压器高压侧增设低电压元件。

(3)时间元件动作时限,按大于升压变压器后备保护的动作时限整定,动作于解列或停机。

(4)负序过电压元件的动作电压按躲过正常运行时的不平衡电压整定,一般取为

$$U_{op2}=\frac{(0.06\sim0.08)U_{gN}}{n_v}$$

灵敏系数按主变压器高压侧母线两相短路的条件校验

$$K_{sen}=\frac{U_{2.min}}{U_{op2}n_v}$$

式中:$U_{2.min}$——主变压器高压侧母线二相短路时,保护安装处的最小负序电压。

要求灵敏系数 $K_{sen}\geqslant 1.5$。

当以上保护不满足要求时,采用低阻抗保护。

12.2.7.5 变压器纵差保护综述

纵差保护是变压器内部故障的主保护,主要反映变压器油箱内部、套管和引出线的相间和接地短路故障,以及绕组的匝间短路故障。

(1)在变压器空载投入或外部短路切除后产生励磁涌流时,纵差保护不应误动作。

(2)在变压器过励磁时,纵差保护不应误动作。

(3)为提高保护的灵敏度,纵差保护应具有比率制动或标积制动特性。在短路电流小于起始制动电流时,保护装置处于无制动状态,其动作电流很小(小于额定电流),保护具有较高的灵敏度。当外部短路电流增大时,保护的动作电流又自动提高,使其可靠不动作。

(4)在最小运行方式下,纵差保护区内各侧引出线上两相金属性短路时,保护的灵敏系数不应小于2。

(5)在纵差保护区内发生严重短路故障时,为防止因电流互感器饱和而使纵差保护延迟动作,纵差保护应设差电流速断辅助保护,以快速切除上述故障。

变压器纵差保护方框图如图12-9所示,其原理接线示例如图12-10所示。

12.2.7.6 纵差保护整定计算内容

(1)与纵差保护有关的变压器参数计算,包括变压器的各侧额定电流,电流互感器和中间电流互感器的变比选择等。

(2)短路电流计算。

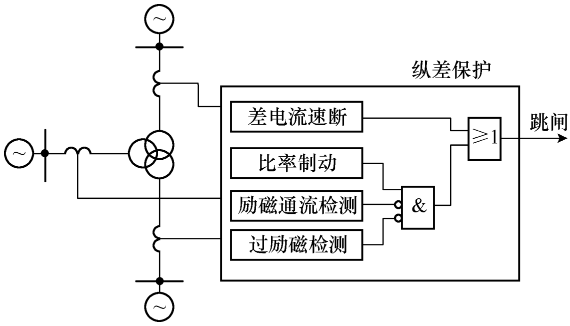


图 12-9 变压器纵差保护方框图

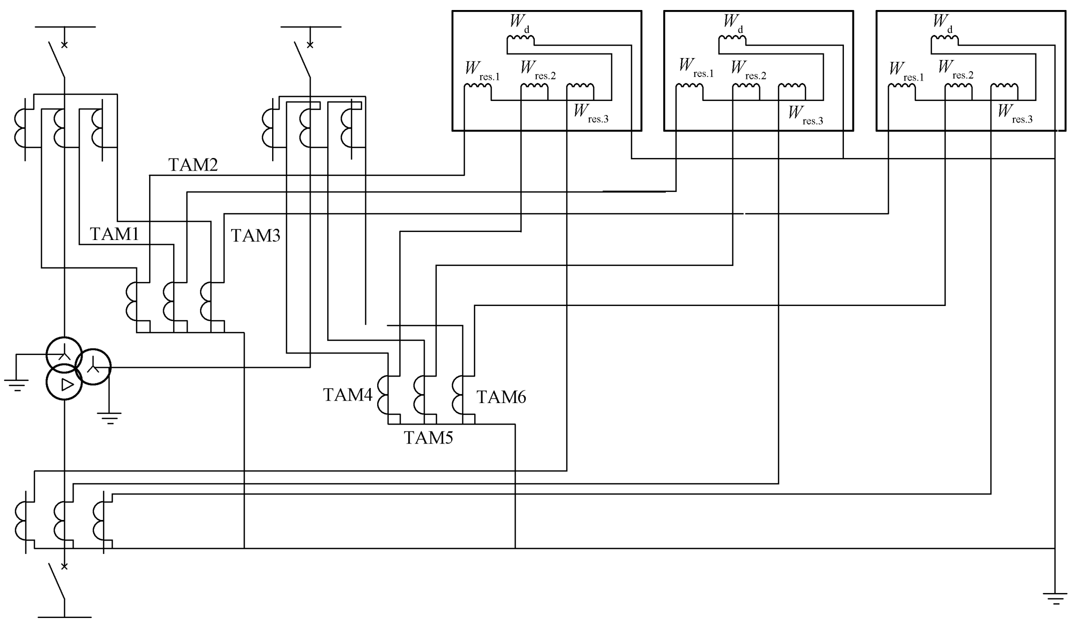


图 12-10 纵差保护原理接线示例图

W_d—差动线圈；$W_{res.1}$～$W_{res.3}$—制动线圈；TAM1～TAM6—中间电流互感器

(3)纵差保护动作特性参数的整定。

(4)纵差保护灵敏系数的校验。

(5)其他辅助验算和经验数据的推荐，包括谐波制动比(对谐波制动原理的差动保护)和闭锁角(对间断角原理的差动保护)的推荐。

12.2.7.7 纵差保护的整定计算

(1)短路电流计算。一般情况下，为整定变压器纵差保护，需作两种运行方式下的短路电流计算。一种是在系统最大运行方式下变压器外部短路时，计算通过变压器纵差保护的最大穿越性短路电流(通常是三相短路电流)，其目的是为计算差动保护的最大不平衡电流和最大制动电流。另一种是在系统最小运行方式下，计算纵差保护区内最小短路电流(两相或单相短路电流)，其目的是为计算差动保护的最小灵敏系数。

(2)纵差保护动作特性参数的计算。带比率制动特性的纵差保护的动作特性，通常用直角坐标系上的一条折线表示。该坐标系纵轴为保护的动作电流 I_{op}；横轴为制动电流 I_{res}，如图 12-11 所示。折线 ACD 的左上方为保护的动作区，折线右下方为保护的制动区。

这一动作特性曲线由纵坐标 OA，拐点的横坐标 OB，折线 CD 的斜率 S 三个参数所确定。OA 表示无制动状态下的动作电流，即保护的最小动作电流 $I_{op.min}$。OB 表示起始制动电流 $I_{res.0}$。

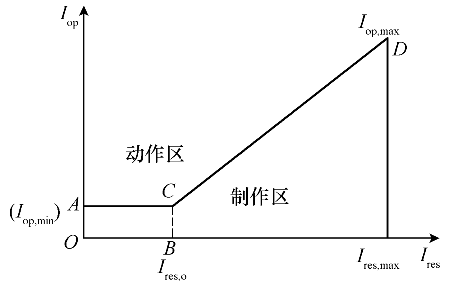


图 12-11 纵差保护动作特性曲线图

12.2.7.8 变压器过电流保护

过电流保护主要用于降压变压器，作为防御外部相间短路引起的变压器过电流和变压器内部相间短路的后备保护。

(1)过电流保护的动作电流计算。为了保证选择性，过电流保护的动作电流应能躲过可能流过变压器的最大负荷电流，即

$$I_{op}=\frac{K_{rel}}{K_r n_a}I_{L.max}$$

式中：K_{rel}——可靠系数，取 1.2～1.3；

K_r——返回系数，取 0.85～0.95；

$I_{L.max}$——最大负荷电流。

最大负荷电流 $I_{L.max}$ 可按以下情况考虑并取其最大者：

①对并列运行的变压器，应考虑切除一台时，余下变压器所产生的过负荷电流，当各台变压器容量相等时，可按下式计算

$$I_{L.max}=\frac{m}{m-1}I_N$$

式中：m——并联运行变压器的最少台数；

I_N——每台变压器的额定电流。

当并联运行的变压器容量不等时，应考虑容量最大的一台变压器断开后引起的过负荷。

②当降压变压器低压侧接有大量异步电动机时，应考虑电动机的自启动电流，即

$$I_{L.max}=K_{ss}I'_{L.max}$$

式中：$I'_{L.max}$——正常运行时最大负荷电流；

K_{ss}——电动机自启动系数，其值与负荷的性质及与电源间的电气距离有关，取 1.5～2；特殊情况，如接有大型电动机负荷的变压器，应视具体情况而定。

③对两台分列运行的降压变压器，在负荷侧母线分段断路器上装有备用电源自动投入装置时，应考虑备用电源自动投入后负荷电流的增加。

$$I_{L.max}=I_{Ⅰ.L.max}+K_{ss}K_{rem}I_{Ⅱ.L.max}$$

式中：$I_{Ⅰ.L.max}$——所在母线段正常运行时的最大负荷电流；

$I_{Ⅱ.L.max}$——另一母线段正常运行时的最大负荷电流；

K_{rem}——剩余系数，母线停电后切除不重要负荷，保留下来的负荷与原负荷之比。

④与下一级过电流保护相配合，则

$$I_{\text{L.max}} = 1.1I'_{\text{op}} + I_{m.\text{L.max}}$$

式中：I'_{op}——分段断路器或与之相配合的馈线过电流保护的动作电流；

$I_{m.\text{L.max}}$——本变压器所在母线段的正常运行最大负荷电流。

(2)灵敏系数校验。保护的灵敏系数可按下式校验

$$K_{\text{sen}} = \frac{I^{(2)k.\min}}{I_{\text{op}} n_{\text{a}}}$$

式中：$I_{(2)\text{k.min}}$——后备保护区末端两相金属性短路时流过保护的最小短路电流。

要求 $K_{\text{sen}} \geqslant 1.3$(近后备)或 1.2(远后备)。

12.2.7.9 变压器低电压启动的过电流保护

对升压变压器或容量较大的降压变压器，当过电流保护的灵敏度不够时，可采用低电压启动的过电流保护。

(1)电流继电器的整定计算。电流继电器的动作电流应按躲过变压器的额定电流整定

$$I_{\text{op}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_{\text{r}} n_{\text{a}}} I_N$$

式中：K_{rel}——可靠系数，取 1.2；

K_{r}——返回系数，取 0.85～0.95；

I_N——变压器的额定电流。

(2)低电压启动元件的动作电压整定计算。低电压启动元件的整定应考虑以下情况：

①按躲过正常运行时可能出现的最低电压整定

$$U_{\text{op}} = \frac{U_{\min}}{K_{\text{rel}} K_{\text{r}} n_{\text{v}}}$$

式中：$U_{\min}$——正常运行时可能出现的最低电压，一般取 $U_{\min} = 0.9U_N$（U_N 为额定相电压或线电压）；

K_{rel}——可靠系数，取 1.1～1.2；

K_{r}——返回系数，取 1.05～1.25；

n_{v}——电压互感器变比。

②按躲过电动机自启动时的电压整定：

当低电压继电器由变压器低压侧电压互感器供电时

$$U_{\text{op}} = (0.5 \sim 0.6) U_n / n_{\text{v}}$$

当低电压继电器由变压器高压侧电压互感器供电时

$$U_{\text{op}} = 0.7 U_n / n_{\text{v}}$$

(3)灵敏系数校验。电流继电器的灵敏系数校验与不带低电压闭锁的过电流保护相同。

低电压继电器的灵敏系数按下式校验

$$K_{\text{sen}} = \frac{U_{\text{op}}}{U_{\text{r.max}} / n_{\text{v}}}$$

式中：$U_{\text{r.max}}$——计算运行方式下，灵敏系数校验点发生金属性相间短路时，保护安装处的最高残压。

要求 $K_{\text{sen}} \geqslant 1.3$(近后备)或 1.2(远后备)。

在校验电流继电器和低电压继电器的灵敏系数时，应分别采用各自的不利正常系统运行方式和不利的短路类型。当低电压继电器灵敏系数不够时，可在变压器各侧装设低电压继电器。

12.2.7.10　变压器复合电压启动的过电流保护

复合电压启动的过电流保护宜用于升压变压器、系统联络变压器和过电流保护不能满足灵敏度要求的降压变压器。

(1)电流继电器的整定计算。电流继电器的动作电流应按躲过变压器的额定电流整定，计算公式同式 $I_{op}=\dfrac{K_{rel}}{K_r n_a}I_N$ 。

(2)接在相间电压上的低电压继电器动作电压整定计算。该低电压继电器应按躲过电动机自启动条件整定，按式 $U_{op}=(0.5\sim0.6)U_n/n_v$ 或式 $U_{op}=0.7U_n/n_v$ 计算。对发电厂中的升压变压器，当低电压继电器由发电机侧电压互感器供电时，还应考虑躲过发电机失磁运行时出现的低电压，取

$$U_{op}=(0.5\sim0.6)U_n/n_v$$

(3)负序电压继电器的动作电压整定计算。负序电压继电器应按躲过正常运行时出现的不平衡电压整定，不平衡电压值可通过实测确定，当无实测值时，根据现行规程的规定取

$$U_{op.2}=(0.06\sim0.08)U_n/n_v$$

式中：U_n——额定相间电压。

(4)灵敏系数校验。电流继电器的灵敏系数校验同式 $K_{sen}=\dfrac{I^{(2)k.\min}}{I_{op}n_a}$，接相间电压的低电压继电器的灵敏系数校验同式 $K_{sen}=\dfrac{U_{op}}{U_{r.\max}/n_v}$ 。

负序电压继电器的灵敏系数按下式计算

$$K_{sen}=\frac{U_{k.2.\min}}{U_{op.2nv}}$$

式中：$U_{k.2.\min}$——后备保护区末端两相金属性短路时，保护安装处的最小负序电压值。

要求 $K_{sen}\geqslant2.0$(近后备)或 1.5(远后备)。

12.2.7.11　发电机变压器组保护的整定计算概述

发电机变压器组的保护与发电机和变压器单独工作时的保护类型选择及整定计算基本相同。但由于发电机与变压器组成一个单元，所以，发电机变压器组的保护与发电机、变压器单独工作时的保护相比，又有某些不同的特点。某些保护可以合并，例如，发电机变压器组公共差动保护、相间后备保护、过负荷保护等。

发电机变压器组的保护对象，除了发电机、变压器之外，还包括高压厂用变压器、励磁变压器等厂用分支。

12.3 安全自动装置的原理及配置

12.3.1 安全自动装置一般规定

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.1.1 在电力系统中,应按照《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2007)和《电力系统安全稳定控制技术导则》(DL/T 723—2000)的要求,装设安全自动装置,以防止系统稳定破坏或事故扩大,造成大面积停电,或对重要用户的供电长时间中断。

5.1.2 电力系统安全自动装置,是指在电力网中发生故障或出现异常运行时,为确保电网安全与稳定运行,起控制作用的自动装置。如自动重合闸、备用电源或备用设备自动投入、自动切负荷、低频和低压自动减载、电厂事故减出力、切机、电气制动、水轮发电机自启动和调相改发电、抽水蓄能机组由抽水改发电、自动解列、失步解列及自动调节励磁等。

5.1.3 安全自动装置应满足可靠件、选择性、灵敏性和速动性的要求。

5.1.3.1 可靠性是指装置该动作时应动作,不该动作时不动作。为保证可靠性,装置应简单可靠,具备必要的检测和监视措施,便于运行维护。

5.1.3.2 选择性是指安全自动装置应根据事故的特点,按预期的要求实现其控制作用。

5.1.3.3 灵敏性是指安全自动装置的启动和判别元件,在故障和异常运行时能可靠启动和进行正确判断的功能。

5.1.3.4 速动性是指维持系统稳定的自动装置要尽快动作,限制事故影响,应在保证选择性前提下尽快动作的性能。

12.3.2 自动重合闸

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.2.1 自动重合闸装置应按下列规定装设:

①3kV 及以上的架空线路及电缆与架空混合线路,在具有断路器的条件下,如用电设备允许且无备用电源自动投入时,应装设自动重合闸装置;

②旁路断路器与兼作旁路的母线联络断路器,应装设自动重合闸装置;

③必要时母线故障可采用母线自动重合闸装置。

5.2.2 自动重合闸装置应符合下列基本要求:

①自动重合闸装置可由保护启动和/或断路器控制状态与位置不对应启动;

②用控制开关或通过遥控装置将断路器断开,或将断路器投于故障线路上并随即由保护将其断开时,自动重合闸装置均不应动作;

③在任何情况下(包括装置本身的元件损坏,以及重合闸输出触点粘住等),自动重合闸装置的动作次数应符合预先的规定(如一次重合闸只应动作一次);

④自动重合闸装置动作后,应能经整定的时间后自动复归;

⑤自动重合闸装置,应能在重合闸后加速继电保护的动作。必要时,可在重合闸前加速继电保护动作;

⑥自动重合闸装置应具有接收外来闭锁信号的功能。

5.2.3 自动重合闸装置的动作时限应符合下列要求:

5.2.3.1 对单侧电源线路上的三相重合闸装置,其时限应大于下列时间:

①故障点灭弧时间(计及负荷侧电动机反馈对灭弧时间的影响)及周围介质去游离时间;

②断路器及操作机构准备好再次动作的时间。

5.2.3.2 对双侧电源线路上的三相重合闸装置及单相重合闸装置,其动作时限除应考虑5.2.3.1要求外,还应考虑:

①线路两侧继电保护以不同时限切除故障的可能性;

②故障点潜供电流对灭弧时间的影响。

5.2.3.3 电力系统稳定的要求。

5.2.4 110kV及以下单侧电源线路的自动重合闸装置,按下列规定装设:

5.2.4.1 采用三相一次重合闸方式。

5.2.4.2 当断路器断流容量允许时,下列线路可采用两次重合闸方式:

①无经常值班人员变电所引出的无遥控的单回线;

②给重要负荷供电,且无备用电源的单回线。

5.2.4.3 由几段串联线路构成的电力网,为了补救速动保护无选择性动作,可采用带前加速的重合闸或顺序重合闸方式。

5.2.5 110kV及以下双侧电源线路的自动重合闸装置,按下列规定装设:

5.2.5.1 并列运行的发电厂或电力系统之间,具有四条以上联系的线路或三条紧密联系的线路,可采用不检查同步的三相自动重合闸方式。

5.2.5.2 并列运行的发电厂或电力系统之间,具有两条联系的线路或三条联系不紧密的线路,可采用同步检定和无电压检定的三相重合闸方式;

5.2.5.3 双侧电源的单回线路,可采用下列重合闸方式:

①解列重合闸方式。即将一侧电源解列,另一侧装设线路无电压检定的重合闸方式;

②当水电厂条件许可时,可采用自同步重合闸方式;

③为避免非同步重合及两侧电源均重合于故障线路上,可采用一侧无电压检定,另一侧采用同步检定的重合闸方式。

5.2.6 220~500kV线路应根据电力网结构和线路的特点采用下列重合闸方式:

(1)对220kV单侧电源线路,采用不检查同步的三相重合闸方式。

(2)对220kV线路,当满足《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)5.2.5.1有关采用三相重合闸方式的规定时,可采用不检查同步的三相自动重合闸方式。

(3)对220kV线路,当满足《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)5.2.5.2有关采用三相重合闸方式的规定,且电力系统稳定要求能满足时,可采用检查同步的三相自动重合闸方式。

(4)对不符合上述条件的220kV线路,应采用单相重合闸方式。

(5)对330~500kV线路,一般情况下应采用单相重合闸方式。

(6)对可能发生跨线故障的330～500kV同杆并架双回线路，如输送容量较大，且为了提高电力系统安全稳定运行水平，可考虑采用按相自动重合闸方式。

注：上述三相重合闸方式也包括仅在单相故障时的三相重合闸。

5.2.7 在带有分支的线路上使用单相重合闸装置时，分支侧的自动重合闸装置采用下列方式。

5.2.7.1 分支处无电源方式：

(1)分支处变压器中性点接地时，装设零序电流启动的低电压选相的单相重合闸装置。重合后，不再跳闸。

(2)分支处变压器中性点不接地，但所带负荷较大时，装设零序电压启动的低电压选相的单相重合闸装置。重合后，不再跳闸。当负荷较小时，不装设重合闸装置，也不跳闸。

如分支处无高压电压互感器，可在变压器(中性点不接地)中性点处装设一个电压互感器，当线路接地时，由零序电压保护启动，跳开变压器低压侧三相断路器，重合后，不再跳闸。

5.2.7.2 分支处有电源方式：

(1)如分支处电源不大，可用简单的保护将电源解列后按5.2.7.1规定处理；

(2)如分支处电源较大，则在分支处装设单相重合闸装置。

5.2.8 当采用单相重合闸装置时，应考虑下列问题，并采取相应措施。

(1)重合闸过程中出现的非全相运行状态，如引起本线路或其他线路的保护装置误动作时，应采取措施予以防止。

(2)如电力系统不允许长期非全相运行，为防止断路器一相断开后，由于单相重合闸装置拒绝合闸而造成非全相运行，应具有断开三相的措施，并应保证选择性。

5.2.9 当装有同步调相机和大型同步电动机时，线路重合闸方式及动作时限的选择，宜按双侧电源线路的规定执行。

5.2.10 5.6MVA及以上低压侧不带电源的单组降压变压器，如其电源侧装有断路器和过电流保护，且变压器断开后将使重要用电设备断电，可装设变压器重合闸装置。当变压器内部故障，瓦斯或差动(或电流速断)保护动作应将重合闸闭锁。

5.2.11 当变电所的母线上设有专用的母线保护，必要时，可采用母线重合闸，当重合于永久性故障时，母线保护应能可靠动作切除故障。

5.2.12 重合闸应按断路器配置。

5.2.13 当一组断路器设置有两套重合闸装置(例如线路的两套保护装置均有重合闸功能)且同时投运时，应有措施保证线路故障后仍仅实现一次重合闸。

5.2.14 使用于电厂出口线路的重合闸装置，应有措施防止重合于永久性故障，以减少对发电机可能造成的冲击。

12.3.3 备用电源自动投入

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

5.3.1 在下列情况下，应装设备用电源的自动投入装置(以下简称自动投入装置)：

①具有备用电源的发电厂厂用电源和变电所所用电源；

②由双电源供电，其中一个电源经常断开作为备用的电源；

③降压变电所内有备用变压器或有互为备用的电源；

④有备用机组的某些重要辅机。

5.3.2 自动投入装置的功能设计应符合下列要求：

①除发电厂备用电源快速切换外，应保证在工作电源或设备断开后，才投入备用电源或设备；

②工作电源或设备上的电压，不论何种原因消失，除有闭锁信号外，自动投入装置均应动作；

③自动投入装置应保证只动作一次。

5.3.3 发电厂用备用电源自动投入装置，除5.3.2的规定外，还应符合下列要求：

5.3.3.1 当一个备用电源同时作为几个工作电源的备用时，如备用电源已代替一个工作电源后，另一工作电源又被断开，必要时，自动投入装置仍能动作。

5.3.3.2 有两个备用电源的情况下，当两个备用电源为两个彼此独立的备用系统时，应装设各自独立的自动投入装置；当任一备用电源能作为全长各工作电源的备用时，自动投入装置应使任一备用电源能对全厂各工作电源实行自动投入。

5.3.3.3 自动投入装置在条件可能时．宜采用带有检定同步的快速切换方式，并采用带有母线残压闭锁的慢速切换方式及长延时切换方式作为后备；条件不允许时，可仅采用带有母线残压闭锁的慢速切换方式及长延时切换方式。

5.3.3.4 当厂用母线速动保护动作、工作电源分支保护动作或工作电源由手动或分散控制系统(DCS)跳闸时，应闭锁备用电源自动投入。

5.3.4 应校核备用电源或备用设备自动投入时过负荷及电动机自启动的情况，如过负荷超过允许限度或不能保证自启动时，应有自动投入装置动作时自动减负荷的措施。

5.3.5 当自动投入装置动作时，如备用电源或设备投于故障，应有保护加速跳闸。

12.3.3 暂态稳定控制及失步解列

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.4.1 为保证电力系统在发生故障情况下的稳定运行。应依据《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2007)和《电力系统安全稳定控制技术导则》(DL/T 723—2000)的规定，在系统中根据电网结构、运行特点及实际条件配置防止暂态稳定破坏的控制装置。

5.4.1.1 设计和配置系统稳定控制装置时，应对电力系统进行必要的安全稳定计算以确定适当的稳定控制方案、控制装置的控制策略或逻辑。控制策略可以由离线计算确定，有条件时，可以由装置在线计算定时更新控制策略。

5.4.1.2 稳定控制装置应根据实际需要进行配置，优先采用就地判据的分散式装置，根据电网需要，也可采用多个厂站稳定控制装置及站间通道组成的分布式区域稳定控制系统，尽量避免采用过分庞大复杂的控制系统；

5.4.1.3 稳定控制系统应采用模块化结构，以便于适应不同的功能需要，并能适应电网发展的扩充要求。

5.4.2 对稳定控制装置的主要技术性能要求：

①装置在系统中出现扰动时，如出现不对称分量，线路电流、电压或功率突变等，应能可靠启动；

②装置宜由接入的电气量正确判别本厂站线路、主变或机组的运行状态；

③装置的动作速度和控制内容应能满足稳定控制的有效性；

④装置应有能与厂站自动化系统和/或调度中心相关管理系统通信，能实现就地和远方查询故障和装置信息、修改定值等；

⑤装置应具有自检、整组检查试验、显示、事件记录、数据记录、打印等功能。

5.4.3 为防止暂态稳定破坏，可根据系统具体情况采用以下控制措施：

a)对功率过剩地区采用发电机快速减出力、切除部分发电机或投入动态电阻制动等；

b)对功率短缺地区采用切除部分负荷(含抽水运行的蓄能机组)等；

c)励磁紧急控制，串联及并联电容装置的强行补偿，切除并联电抗器和高压直流输电紧急调制等；

d)在预定地点将某些局部电网解列以保持主网稳定。

5.4.4 当电力系统稳定破坏出现失步状态时，应根据系统的具体情况采取消除失步振荡的控制措施。

5.4.4.1 为消除失步振荡，应装设失步解列控制装置，在预先安排的输电断面，将系统解列为各自保持同步的区域。

5.4.4.2 对于局部系统，如经验算或试验可能拉入同步、短时失步运行及再同步不会导致严重损失负荷、损坏设备和系统稳定进一步破坏，则可采用再同步控制，使失步的系统恢复同步运行。送端孤立的大型发电厂，在失步时应优先切除部分机组，以利其他机组再同步。

12.3.4 频率和电压异常紧急控制

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.5.1 电力系统中应设置限制频率降低的控制装置，以便在各种可能的扰动下失去部分电源(如切除发电机、系统解列等)而引起频率降低时，将频率降低限制在短时允许范围内，并使频率在允许时间内恢复至长时间允许值。

5.5.1.1 低频减负荷是限制频率降低的基本措施，电力系统低频减负荷装置的配置及其所断开负荷的容量，应根据系统最不利运行方式下发生事故时，整个系统或其各部分实际可能发生的最大功率缺额来确定。自动低频减负荷装置的类型和性能如下：

(1)快速动作的基本段，应按频率分为若干级，动作延时不宜超过0.2s。装置的频率整定值应根 据系统的具体条件、大型火电机组的安全运行要求、以及由装置本身的特性等因素决定。提高最高一级的动作频率值，有利于抑制频率下降幅度，但一般不宜超过49.2Hz。

(2)延时较长的后备段，可按时间分为若干级，启动频率不宜低于基本的最高动作频率。装置最小动作时间可为10～15s，级差不宜小于10s。

5.5.1.2 为限制频率降低，有条件时应首先将处于抽水状态的蓄能机组切除或改为发电工况，并启动系统中的备用电源，如旋转备用机组增发功率、调相运行机组改为发电运行方式、自动启动水电机组和燃气轮机组等。切除抽水蓄能机组和启动备用电源的动作频率可为49.5Hz左右。

5.5.1.3 当事故扰动引起地区大量失去电源(如20%以上)，低频减负荷不能有效防止频率严重下降时，应采用集中切除某些负荷的措施，以防止频率过度降低。集中切负荷的判据应反应受电联络线跳闸、大机组跳闸等，并按功率分挡联切负荷。

5.5.1.4 为了在系统频率降低时,减轻弱互联系统的相互影响,以及为了保证发电厂厂用电和其他重要用户的供电安全,在系统的适当地点应设置低频解列控制。

5.5.2 由于某种原因(联络线事故跳闸、失步解列等)有可能与主网解列的有功功率过剩的独立系统,特别是以水电为主并带有火电机组的系统,应设置自动限制频率升高的控制装置,保证电力系统:

①频率升高不致达到汽轮机危急保安器的动作频率;

②频率升高数值及持续时间不应超过汽轮机组(汽轮机叶片)特性允许的范围。

限制频率升高控制装置可采用切除发电机或系统解列,例如将火电厂及与其大致平衡的负荷一起与系统其他部分解列。

5.5.3 为防止电力系统出现扰动后,无功功率欠缺或不平衡,某些节点的电压降到不允许的数值,甚至可能出现电压崩溃,应设置自动限制电压降低的紧急控制装置。

5.5.3.1 限制电压降低控制装置作用于增发无功功率(如发电机、调相机的强励、电容补偿装置强行补偿等)或减少无功功率需求(如切除并联电抗器,切除负荷等)。

5.5.3.2 低电压减负荷控制作为自动限制电压降低和防止电压崩溃的重要措施,应根据无功功率和电压水平的分析结果在系统中妥善配置。低电压减负荷控制装置反应于电压降低及其持续时间,装置可按动作电压及时间分为若干级,装置应在短路、自动重合闸及备用电源自动投入期间可靠不动作。

5.5.3.3 电力系统故障导致主网电压降低,在故障清除后主网电压不能及时恢复时,应闭锁供电变压器的带负荷自动切换抽头装置(OLTC)。

5.5.4 为防止电力系统出现扰动后,某些节点无功功率过剩而引起工频电压升高的数值及持续时间超过允许值,应设置自动防止电压升高的紧急控制。

5.5.4.1 限制电压升高控制装置应根据输电线路工频过电压保护的要求,装设于330kV及以上线路,也可装设于长距离220kV线路上。

5.5.4.2 对于具有大量电缆线路的配电变电站,如突然失去负荷导致不允许的母线电压升高时,宜设置限制电压升高的装置。

5.5.4.3 限制电压升高控制装置的动作时间可分为几段,例如:第1段投入并联电抗器,第2段切除其充电功率引起电压升高的线路。

12.3.5 自动调节励磁

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

5.6.1 发电机均应装设自动调节励磁装置。自动调节励磁装置应具备下列功能:

(1)励磁系统的电流和电压不大于1.1倍额定值的工况下,其设备和导体应能连续运行、励磁系统的短时过励磁时间应按照发电机励磁绕组允许的过负荷能力和发电机允许的过励磁特性限定。

(2)在电力系统发生故障时,根据系统要求提供必要的强行励磁倍数,强励时间应不小于10s。

(3)在正常运行情况下,按恒机端电压方式运行。

(4)在并列运行发电机之间,按给定要求分配无功负荷。

(5)根据电力系统稳定要求加装电力系统稳定器(PSS)或其他有利于稳定的辅助控制。

PSS 应配备必要的保护和限制器，并有必要的信号输入和输出接口。

(6)具有过励限制、低励磁限制、励磁过电流反时限制和 V/F 限制等功能。

5.6.2 对发电机自动电压调节器及其控制的励磁系统性能应符合《同步电机励磁系统定义》(GB/T 7409.1—2008)、《同步电机励磁系统 电力系统研究用模型》(GB/T 7409.2—2008)、《同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求》(GB/T 7409.3—2007)的规定，还应满足下列要求：

(1)大型发电机的自动电压调节器应具有下列性能：

①应有两个独立的自动通道；

②宜能实现与自动准同步装置(ASS)、数字式电液调节器(DEH)和分布式汽机控制系统(DCS)之间的通信；

③应附有过励、低励、励磁过电流反时限制和 V/F 限制及保护装置，最低励磁限制的动作应能先于励磁自动切换和失磁保护的动作；

④应设有测量电压回路断相、触发脉冲丢失和强励时的就地和远方信号；

⑤电压回路断相时应闭锁强励。

(2)励磁系统的自动电压调节器应配备励磁系统接地的自动检测器。

5.6.3 水轮发电机的自动调节励磁装置，应能限制由于转速升高引起的过电压。当需大量降低励磁时，自动调节励磁装置应能快速减磁，否则应增设单独快速减磁装置。

5.6.4 发电机的自动调节励磁装置，应接到两组不同的机端电压互感器上。即励磁专用电压互感器和仪用测量电压互感器。

5.6.5 带冲击负荷的同步电动机，宜装设自动调节励磁装置，不带冲击负荷的大型同步电动机，也可装设自动调节励磁装置。

12.3.6 自动灭磁

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.7.1 自动灭磁装置应具有灭磁功能，并根据需要具备过电压保护功能。

5.7.2 在最严重的状态下灭磁时，发电机转子过电压不应超过发电机转子额定励磁电压的 3～5 倍。

5.7.3 当灭磁电阻采用线性电阻时，灭磁电阻值可为磁场电阻热态值的 2～3 倍。

5.7.4 转子过电压保护应简单可靠，动作电压应高于灭磁时的过电压值、低于发电机转子励磁额定电压的 5～7 倍。

5.7.5 同步电动机的自动灭磁装置应符合的要求，与同类型发电机相同。

12.3.7 故障记录及故障信息管理

规范引用 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

5.8.1 为了分析电力系统事故和安全自动装置在事故过程中的动作情况，以及为迅速判定线路故障点的位置，在主要发电厂、220kV 及以上变电所和 110kV 重要变电所应装设专用故障记录装置。单机容量为 200MW 及以上的发电机或发电机变压器组应装设专用故

障记录装置。

5.8.2 故障记录装置的构成,可以是集中式的,也可以是分散式的。

5.8.3 故障记录装置除应满足《电力系统动态记录装置通用技术条件》(DL/T 553—2013)的规定外,还应满足下列技术要求:

5.8.3.1 分散式故障记录装置应由故障录波主站和数字数据采集单元(DAU)组成。DAU应将故障记录传送给故障录波主站。

5.8.3.2 故障记录装置应具备外部启动的接入回路,每一DAU应能将启动信息传送给其他DAU。

5.8.3.3 分散式故障记录装置的录波主站容量应能适应该厂站远期扩建的DAU的接入及故障分析处理。

5.8.3.4 故障记录装置应有必要的信号指示灯及告警信号输出接点。

5.8.3.5 故障记录装置应具有软件分析、输出电流、电压、有功、无功、频率、波形和故障测距的数据。

5.8.3.6 故障记录装置与调度端主站的通信宜采用专用数据网传送。

5.8.3.7 故障记录装置的远传功能除应满足数据传送要求外,还应满足:

①能以主动及被动方式、自动及人工方式传送数据;

②能实现远方启动录波;

③能实现远方修改定值及有关参数。

5.8.3.8 故障记录装置应能接收外部同步时钟信号(如GPS的IRIG-B时钟同步信号)进行同步的功能,全网故障录波系统的时钟误差应不大于1ms,装置内部时钟24h误差应不大于±5s。

5.8.3.9 故障记录装置记录的数据输出格式应符合IEC 60255-24标准。

5.8.4 为使调度端能全面、准确、实时地了解系统事故过程中继电保护装置的动作行为,应逐步建立继电保护及故障信息管理系统。

5.8.4.1 继电保护及故障信息管理系统功能要求:

①系统能自动直接接收直调厂、站的故障录波信息和继电保护运行信息;

②能对直调厂、站的保护装置、故障录波装置进行分类查询、管理和报告提取等操作;

③能够进行波形分析、相序相量分析、谐波分析、测距、参数修改等;

④利用双端测距软件准确判断故障点,给出巡线范围;

⑤利用录波信息分析电网运行状态及继电保护装置动作行为,提出分析报告;

⑥子站端系统主要是完成数据收集和分类检出等工作,以提供调度端对数据分析的原始数据和事件记录量。

5.8.4.2 故障信息传送原则要求:

①全网的故障信息,必须在时间上同步。在每一事件报告中应标定事件发生的时间;

②传送的所有信息,均应采用标准规约。

12.3.8 继电保护和安全自动装置通道

《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)

规范引用

6.7.1 继电保护和安全自动装置的通道应根据电力系统通信网条件,与通信专业协

商，合理安排。

6.7.2 装置的通道一般采用下列传输媒介：

①光纤（不宜采用自承式光缆及缠绕式光缆）；

②微波；

③电力线载波；

④导引线电缆。

具有光纤通道的线路，应优先采用光纤作为传送信息的通道。

6.7.3 按双重化原则配置的保护和安全自动装置，传送信息的通道按以下原则考虑：

6.7.3.1 两套装置的通道应互相独立，且通道及加工设备的电源也应互相独立。

6.7.3.2 具有光纤通道的线路，两套装置宜均采用光纤通道传送信息，对短线路宜分别使用专用光纤芯；对中长线路，宜分别独立使用 2Mb/s 口，还宜分别使用独立的光端机。具有光纤迂回通道时，两套装置宜使用不同的光纤通道。

对双回线路，但仅其中一回线路有光纤通道且按上述原则采用光纤通道传送信息外，另一回线路传送信息的通道宜采用下列方式：

①如同杆并架双回线，两套装置均采用光纤通道传送信息，并分别使用不同的光纤芯或 PCM 终端。

②如非同杆并架双回线，其一套装置采用另一回线路的光纤通道，另一套装置采用其他通道，如电力线载波、微波或光纤的其他迂回通道等。

6.7.3.3 当两套装置均采用微波通道时，宜使用两条不同路由的微波通道，在不具备两条路由条件而仅有一条微波通道时，应使用不同的 PCM 终端，或其中一套装置采用电力线载波传送信息。

6.7.3.4 当两套装置均采用电力线载波通道传送信息时，应由不同的载波机、远方信号传输装置或远方跳闸装置传送信息。

6.7.4 当采用电力线载波通道传送允许式命令信号时应采用相—相耦合方式；传送闭锁信号时，可采用相—地耦合方式。

6.7.5 有条件时，传输系统安全稳定控制信息的通道可与传输保护信息的通道合用。

6.7.6 传输信息的通道设备应满足传输时间、可靠性的要求。其传输时间应符合下列要求：

(1)传输线路纵联保护信息的数字式通道传输时间应不大于 12ms；点对点的数字式通道传输时间应不大于 5ms。

(2)传输线路纵联保护信息的模拟式通道传输时间，对允许式应不大于 15ms；对采用专用信号传输设备的闭锁式应不大于 5ms。

(3)系统安全稳定控制信息的通道传输时间应根据实际控制要求确定。原则上应尽可能的快。点对点传输时，传输时间要求应与线路纵联保护相同。

6.7.7 信息传输接收装置在对侧发信信号消失后收信输出的返回时间应不大于通道传输时间。

12.4 电力系统调度自动化的功能及配置

12.4.1 省级及以上电力系统调度自动化的功能及配置

规范引用 《电力系统调度自动化设计技术规程》(DL/T 5003—2005)

4 调度端部分

4.1 系统总体结构和与其他系统互联

4.1.1 调度自动化系统调度端应采用基于冗余的开放式分布应用环境,整个软硬件体系结构应满足冗余性和模块化要求。

4.1.2 对使用的操作系统、数据库、中间件等软件,宜采用商业化稳定运行的最新版本。调度自动化系统应用软件的设计应采用模块化设计,宜满足国际国内有关标准。使用标准的软件编程接口,提高应用软件与硬件系统的独立性。

4.1.3 调度自动化系统调度端应考虑与其他系统互联的软硬件接口,与其他系统的互联应遵照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求执行。

4.2 总体功能

4.2.1 省级及以上调度自动化系统应实现以下总体功能:

1. 计算机通信。
2. 数据采集、监视和控制。
3. 自动发电控制。
4. 经济调度。
5. 网络拓扑。
6. 状态估计。
7. 调度员潮流。
8. 负荷预测。
9. 静态安全分析。
10. 实用的调度员培训仿真。

4.2.2 省级及以上调度自动化系统可根据调度职责范围,结合实际应用需要,实现以下扩展功能:

1. 自动电压控制。
2. 安全约束调度。
3. 最优潮流。
4. 短路电流计算。
5. 动态安全分析。
6. 其他应用功能。

4.3 技术要求

4.3.1 调度自动化系统调度端应具有接收多种远动规约的能力;与厂站端的通信方式宜采用问答式。调度端采用网络通信方式时,通信规约宜采用《远动设备和系统 第6部分:

与ISO标准和ITU－T建议兼容的远动协议 第503篇：TASE.2服务和协议》(GB/T 18700.1—2002)、《远动设备和系统 第6部分：与ISO标准和ITU－T建议兼容的远动协议 第802篇：TASE.2对象模型》(GB/T 18700.2—2002)、《远动设备和系统第6—702部分：与ISO标准和ITU－T建议兼容的远动协议在端系统中提供TASE.2应用服务的功能议子集》(GB/T 18700.3—2002)、《远动设备和系统 第6－602部分：与ISO标准和ITU－T建议兼容的远动协议TASE传输协议子集》(GB/T 18700.4—2002)和《远动设备及系统 第5－104部分：传输规约 采用标准传输协议集的IEC60870－5－101网络访问》(DL/T 634.5104—2009)；调度端与厂站端的专线通信方式，通信规约宜采用《远动设备及系统 第5101部分：传输规约 基本远动任务配套标准》(DL/T 634.5101—2002)。

4.3.2 不同调度中心调度自动化系统之间和同一调度中心调度自动化系统与其他计算机应用系统之间的通信宜采用网络方式；调度端与厂站端的通信宜采用网络和专线相结合的方式，以网络方式为主、专线方式为辅，当数据网络不能到达时，应设置两路独立的专线远动通道。

4.3.3 调度自动化系统的数据通信应按照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求采取安全隔离措施。

4.3.4 数据采集、处理和控制类型有：

1. 遥测量：模拟量、脉冲量、数字量。
2. 遥信量：状态信号。
3. 遥控命令：数字量、脉冲量。
4. 遥调命令：模拟量、脉冲量、数字量。
5. 时钟对时信号。
6. 计算量。
7. 人工输入量。

4.3.5 调度自动化系统时间与标准时间的误差应不大于1ms。

4.3.6 遥测量指标如下：

1. 遥测综合误差不大于±1.0％(额定值)。
2. 越死区传送整定最小值不小于0.25％(额定值)。

4.3.7 遥信量指标如下：

1. 正确动作率不小于99.9％。
2. 事件顺序记录站间分辨率应小于10ms。

4.3.8 当进行遥控时，调度自动化系统应先确认当前设备的位置信号或状态信号，当设备位置状态发生变化且未被调度端确认时，遥控命令应予以可靠闭锁。遥控正确率要求达到100％，遥调正确率要求不小于99.9％。

4.3.9 实时性指标如下：

1. 遥测传送时间不大于4s。
2. 遥信变化传送时间不大于3s。
3. 遥控、遥调命令传送时间不大于4s。
4. 自动发电控制命令发送周期为4～16s。
5. 经济功率分配计算周期为5～15min。
6. 画面调用响应时间：85％的画面不大于2s，其他画面不大于3s。

7. 画面实时数据刷新周期为 5～10s。

8. 模拟屏数据刷新周期为 6～12s。

9. 大屏幕投影数据刷新周期为 8～12s。

10. 双机自动切换到基本监控功能恢复时间不大于 20s。

4.3.10　系统年可用率不小于 99.9%。

4.3.11　应用软件运行指标要求如下:

1. 网络拓扑单次计算时间≤10s。

2. 状态估计单次计算时间≤15s。

3. 调度员潮流计算误差≤2.5%。

4. 调度员潮流单次执行时间≤5s。

注:以上 1、2、4 三项为电网计算规模不大于 1000 个计算节点条件下的指标。

4.4　硬件设备选型和配置要求

4.4.1　调度自动化系统硬件选型和配置原则

1. 调度自动化系统硬件主要包括以下设备类型:

(1)服务器、工作站、时钟系统、前置系统、网络和安全设备。

(2)外存储器。

(3)输入输出设备。

(4)专用不间断电源。

2　调度自动化系统硬件设置原则:

(1)调度自动化系统硬件配置应遵循冗余化配置原则,整个系统宜采用双重化网络结构,承担主要功能的服务器宜采用双机或多机集群方式互为热备用,主要功能的服务器每套宜配置 2 个及以上中央处理单元。

(2)承担主要功能的服务器和网络设备的数据处理和计算能力应与调度自动化系统的功能以及调度中心管辖范围的电网规模相适应。

(3)计算机系统配置应在满足调度自动化系统功能和技术要求的前提下,力求技术先进、成熟,并做到制式统一,资源共享。

(4)新建计算机系统应选用成熟的主机系统和配套设备,并应具有良好的可扩性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比。

3. 根据设计水平年调度自动化系统的功能,并考虑运行 10 年内发展的需要,应按以下条件确定计算机系统的规模:

(1)数据采集与监控对象的容量。

(2)远动系统类型及数量。

(3)与其他调度自动化系统、厂站监控计算机系统之间数据交换的类型及数量。

(4)外部设备的类型及数量。

(5)通道数量及传送速率。

(6)计算机中央处理单元负荷率的估算条件和具体要求。

4. 计算机中央处理单元平均负荷率在电力系统正常情况下,任意 30min 内,应小于 20%。在电力系统事故状态下,10s 内,应小于 50%。

5. 正常情况下局域网运行负载率宜小于 10%。

6. 在确定计算机内、外存容量时,应考虑在满足设计水平年要求的基础上留有一定的

备用容量，以利于系统的扩充。

7. 计算机系统应配置调度数据网络通信设备，能与有关的调度自动化系统进行数据通信。

8. 计算机系统应配置工频频差、时差测量部件和能与标准时间进行对时的标准时钟。

9. 应配置适当数量用于设备维修、程序开发和离线计算的程序员终端和打印机。

10. 根据远动系统和信息传送方式对通道的要求，配置必要的通信接口。

4.4.2　人机联系系统

1. 人机联系系统包括以下设备：

(1)彩色屏幕显示设备。

(2)打印和记录设备。

(3)电力系统调度模拟屏及控制器。

(4)大屏幕显示系统及控制器。

2. 人机联系系统是调度自动化系统的重要组成部分，其技术指标及功能应满足调度自动化系统的总体要求。

3. 人机联系系统控制台宜设置合用键盘以实现人机对话和模拟屏、大屏幕显示系统不下位操作。

4. 人机联系系统应具有定义控制台不同安全等级的功能，其等级应不少于4个。

5. 人机联系系统应具有自调、自诊断功能，操作方法应简单、灵活。

6. 彩色屏幕显示设备应包括彩色显示器、键盘和其他光标控制器。

7. 调度员用的彩色屏幕显示器的屏幕尺寸宜不小于51cm(19in)，分辨率不小于1280×1024。

8. 人机联系系统应有汉字显示和打印的功能，汉字应符合国家二级汉字库标准。

9. 人机联系系统应根据运行需要配置阻燃型镶嵌式调度模拟屏(或大屏幕显示系统)，配置不少于2套人机工作站，2～4席调度台，4～6台彩色显示器及相应的键盘和光标控制器。

10. 应配置用于运行记录、事件记录的打印机和硬拷贝机，其总数不少于3台。

11. 调度模拟屏控制器与计算机接口宜采用串行方式。

12. 大屏幕显示系统与调度自动化系统接口宜采用网络方式。

4.5　软件要求

4.5.1　在购置计算机系统时应配备必要的计算机系统软件，对系统软件不应作任何变动。

4.5.2　应根据需要配备各类支持软件。

4.5.3　计算机系统软件、支持软件应具有安全可靠的防护措施。

4.5.4　应配置适合电力系统特点的稳定的、响应速度快、可维护性和可扩性好的实时数据库管理系统。

4.5.5　应配备商用历史数据库及其管理系统。

4.5.6　具有电网应用软件功能的系统，应建立相应的稳定的、响应速度快、可扩性好和使用方便的应用数据库。

4.5.7　应用软件应采用符合国际标准的支撑平台，宜将调度自动化系统及各种应用的调度端计算机系统融合在统一的应用环境下。

4.5.8 计算机系统配置各类软件接口应符合有关的标准。

4.5.9 调度自动化系统应配置技术成熟的模块化应用软件，可结合调度中心和所辖电网的实际需要遵照4.2的要求进行配置。

4.5.10 自动发电控制的软件应包括区域控制误差(ACE)计算(具体计算公式参见附录A)与滤波处理、区域控制，以及CPS1、CPS2和A1、A2等考核功能。

4.5.11 应用软件可根据需要逐步扩充，宜选用成熟的软件包。

4.5.12 应具有对各类应用软件进行调试、维护数据库的功能。

4.5.13 计算机的数据通信规约应符合国内、国际标准，在同一网调范围内通信规约应统一。

5 厂站端部分

5.1 信息采集

5.1.1 信息采集应按照直调直采、直采直送原则设计。

5.1.2 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥测量：

1. 单机容量为100MW及以上发电厂的发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功功率和无功功率。

2. 发电厂、变电站的变压器各侧有功功率和无功功率。

3. 220kV及以上电压等级的线路有功功率和无功功率。

4. 110kV线路宜测有功功率和电流。个别线路必要时可测有功功率和无功功率。

5. 母联和分段断路器宜只测电流，必要时测有功功率和无功功率。

6. 旁路断路器的测量内容与同等级电压线路相同。

7. 双向传输功率的线路、变压器以及可能转为调相运行的发电机的双向有功功率和无功功率。

8. 系统频率监视点频率和可能解列运行点的电网频率。

9. 水电厂上、下游(池)水位。

10. 220kV及以上电压等级的各段母线电压。

5.1.3 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥测量：

1. 50MW及以上、100MW以下的发电机有功功率、无功功率。

2. 大型火力发电厂厂用总有功功率、总无功功率。

3. 220kV及以上电压等级的联络变压器各侧电流。

4. 运行中可能过负荷的自耦变压器公共绕组电流。

5. 由调度中心监视的220kV以下的中枢点母线电压。

6. 电磁环网并列点开口相角差。

7. 330kV及以上电压等级长距离输电线路末端电压。

8. 为监视系统稳定需要的功角或发电机机端电压。

9. 容量为50MW及以上发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功/无功电能量。对于可能转为调相运行的机组，测双向有功、无功电能量。

10. 发电厂、变电站的变压器各侧有功、无功电能量。

11. 火电厂和大型水电厂厂用总有功、无功电能量。

12. 220kV及以上电压等级线路，跨大区、跨省联络线和计量分界点的线路测双向有功、无功电能量。

5.1.4 无功补偿装置应向调度中心传送下列遥测量：

1. 单机容量为50Mvar及以上的同步调相机，有可能进相、滞相运行的发电机，电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的双方向无功功率。

2. 220kV及以上线路并联电抗器组的无功功率。

3. 设置串联补偿装置的220kV及以上线路的电流、电压。

4. 220kV电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组总回路的双向无功功率和主变压器低压侧的母线电压。

5.1.5 无功补偿装置可向调度中心传送下列遥测量：

1. 单机容量为50Mvar及以上的同步调相机，有可能进相、滞相运行的发电机/电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的电流、电压。

2. 220kV及以上线路并联电抗器组的电流、电压。

3. 220kV电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组的分组单相电流。

5.1.6 电能量测量应按照《电能量计量系统设计技术规程》(DL/T 5202—2004)的相关要求执行。

5.1.7 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥信量：

1. 线路、母联、旁路和分段断路器的位置信号。

2. 发电机、变压器和无功补偿装置的断路器位置信号。

3. 发电厂、变电站的事故总信号。

4. 反映电力系统运行状态的各级电压等级的隔离开关位置信号。

5. 可能转为调相运行的发电机组和抽水蓄能机组的运行状态信号。

6. 核电厂核岛运行状态信号。

7. 电力系统自动调节装置运行状态信号(如水电厂成组调节装置、火电厂机炉协调控制装置等)。

8. 有载调压变压器抽头位置信号。

5.1.8 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥信量：

1. 反映电力系统运行状态的各级电压等级的接地刀闸位置信号。

2. 发电机、变压器以及无功补偿装置的主要保护动作信号。

3. 220kV及以上电压等级的线路主要保护和重合闸动作信号。

4. 220kV及以上电压等级的母线保护动作信号。

5. 220kV及以上电压等级的3/2接线，当2个断路器之间配有短引线保护时，其短引线保护动作信号。

6. 与小容量机组连接的220kV及以上电压等级的长距离输电线过电压保护动作信号。

7. 220kV及以上电压等级的断路器失灵保护动作信号。

8. 调度范围内的通信设备运行状况信号。

9. 影响电力系统安全运行的越限信号(如过电压和过负荷，这些信号也可在调度端整定)。

10. 参与自动发电控制的发电机组热力系统重要事故信号。

5.1.9 调度中心根据需要可向发电厂、变电站传送下列遥控或遥调命令：

1. 断路器的分合。

2. 无功补偿装置的投切。

3. 发电厂功率调节装置远方投切。

4. 有载调压变压器抽头的调节。

5. 水轮发电机的启动、停止和调节。

6. 火电机组功率调节。

5.1.10 直流换流站应向有关调度传送下列遥测量：

1. 每极直流电流、接地极引线电流、每极母线直流电压、中性线母线电压、每极有功功率、整流站点火角(α)/逆变站熄弧角(γ)。

2. 交流滤波器各大组无功功率和母线电压。

3. 换流变压器分接头位置。

5.1.11 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调度选送下列遥测量：

1. 每极直流谐波电流和谐波电压、接地极谐波电流、接地极的“安培·小时(年)数”以及临时接地极电流。

2. 交流滤波器各分组无功功率。

3. 换流变压器阀侧电流、电压；换流变压器交流侧电流、电压、频率、有功功率和无功功率，换流变压器油温、绕组温度。

5.1.12 直流换流站应向有关调度传送下列遥信量：

1. 反映直流系统运行状态的控制信号。

2. 直流换流站直流断路器位置信号、反映直流换流站运行方式的隔离开关和接地刀闸位置信号。

3. 直流系统的重要保护动作信号，主要包括：换流阀主保护动作信号、极主保护动作信号、双极主保护动作信号等。

5.1.13 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调度选送下列遥信量：

1. 反应直流运行模式的控制信号。

2. 换流阀的主要告警信号。

5.1.14 调度中心根据需要，可向直流换流站传送下列遥控或遥调命令：

1. 主控站，从控站选择命令。

2. 主导极选择命令。

3. 直流断路器的闭合，分开命令。

4.(双)极启动，停止命令。

5. 直流换流站控制模式的选择命令(双极功率、极同步电流、单极功率控制)。

6. 直流换流站运行模式的选择命令[(双)极正常、降压运行、功率方向正常、反转]。

7.(双)极电流/功率阶跃上升、下降、停止命令。

8. 自动功率曲线的功率和时间设置命令。

5.1.15 直流换流站参与自动发电控制需远传调度中心的信息包括：直流当前输送功率，直流输送的最大、最小功率，直流功率的调整速率，点火角，熄弧角。

5.1.16 直流换流站和核电厂交流部分的远动信息采集可参照同等电压等级的交流变电站进行远传调度中心。

5.2 远动系统

5.2.1 远动系统应满足远动信息采集和传送的要求。工程设计中应选用性能优良、可

靠性高的定型产品。

5.2.2 各厂站端宜采用一套远动系统，远动系统包含远动终端单元(RTU)和在变电站(包括开关站、直流换流站)计算机监控系统、发电厂升压站计算机监控系统中的远动工作站、采集控制单元等设备。远动系统设备应符合《远动终端设备》(GB/T 13729—2002)和《微型计算机通用规范》(GB/T 9813—2000)对远动设备功能和技术的相关要求。

5.2.3 远动系统可与多个调度端进行数据通信，具备接收并执行遥控、遥调命令及反送检验，但同一时刻某一具体被控设备只允许执行1个调度端的遥控、遥调命令。

5.2.4 远动系统应具有遥测越死区传送、遥信变位传送、事故信号优先传送的功能。

5.2.5 远动系统应满足电网自动发电控制和换流站、抽水蓄能电站远方控制的需要。单机容量300MW及以上的发电厂和枢纽变电站可采用主要模块冗余配置的远动系统。

5.2.6 远动系统应有多种远动规约可选，工程中选用的远动规约应与调度端系统一致。

5.2.7 远动系统的容量宜按发电厂、变电站(包括开关站、直流换流站)的发展需要确定。运行时间宜考虑10年。

5.2.8 远动系统主要技术指标及要求如下：

1. 遥测精度：0.2级。

2. 模拟量输入：0～±20mA，4～20mA，±5v。

3. 采用交流采样时，应符合《交流采样远动终端技术条件》(DL/T 630—1997)的相关要求，交流量输入：100(57.7)V，1(5)A。

4. 电能量累计容量：2^{16}。

5. 遥信输入：无源触点方式，遥信电源宜采用48V及以上直流。

6. 事件顺序记录分辨率：不大于2ms。

7. 模拟量输出：4～20mA，0～10V。

8. 接收时钟对时信号。

9. IED(智能电子设备)接口不小于4个。

10. 局域网接口。

11. 遥控输出：无源触点方式。触点容量为直流220V/5A或110V/10A(接入执行回路)，110V/5A或24V/1A(接入重动继电器)。

12. 远动信息的海明距离：不小于4。

13. 远动系统的平均故障间隔时间：宜不低于25000h。

14. 远动系统与通信设备的接口处应设置通道防雷保护器，在防雷击、防过电压和电磁兼容性等方面应符合《远动终端设备》(GB/T 13729—2002)的相关要求。

15. 远动系统与遥测变送器和通信设备之间的电缆应采用多芯双绞屏蔽电缆。

16. 远动系统和遥测变送器屏应可靠接地。

17. 远动系统安装地点应考虑环境的要求和运行上的方便。

5.2.9 遥测变送器和采集设备的技术要求

1. 遥测变送器、智能采集单元的精度宜为0.2级。

2. 遥测变送器的模拟量输出宜采用恒流输出。

3. 遥测变送器、交流采样、智能采集单元在满足调度自动化功能要求下宜同发电厂、变电站的电气监测系统、弱电测量系统统一考虑。

5.2.10 其他

1. 远动系统应配备两路独立电源,配备的不间断电源时间不小于1h。

2. 远动系统应配备相应的调试仪表,其配置标准按远动专用仪器仪表的配置标准执行。

3. 工程设计中应考虑远动系统必要的备品备件。

5.3 信息传输和通道

5.3.1 调度端与远动系统通信采用网络、专线方式。

1. 各级调度中心对直接调度管辖的厂站应建立直达通道采集信息;对非直接调度管辖的厂站,如需要信息,可通过其他调度中心转发。

2. 承担自动发电控制任务的电厂(含梯级水电厂调度),远动信息应由远动系统直接传送。

3. 远动通道应在通信设计中统一组织。单机容量为300MW及以上或电厂总容量为800MW及以上的发电厂,以及参加自动发电控制的电厂和330kV及以上电压等级的枢纽变电站,应有1路数据网络和1路专用远动通道;当数据网络不能到达时,应设置2个独立的专用远动通道,当1个通道故障时,可进行人工和自动切换。220kV枢纽变电站有条件时也可有2个独立通道。

5.3.2 调度数据网络技术要求如下:

1. 传送速率为$n\times2$M。

2. 调度数据网宜采用统一的技术制式、全网统一的接口标准。

5.3.3 专线通信通道技术要求如下:

1. 传送速率可选用1200bit/s,全双工通道,误码率在信噪比为17dB时不大于10^{-5}。

2. 数字接口通信速率为2400~9600bit/s。

3. 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口。

4. 统一接口标准。

6 自动发电控制部分

6.1 控制目标及方式

6.1.1 电力系统自动发电控制目标:

1. 维持系统频率为50Hz,其允许偏差应符合有关规程规定。对于装机容量在3000MW及以上的电力系统,维持其系统频率偏差不超过±0.1Hz;3000MW以下的电力系统频率偏差不超过±0.2Hz。

2. 减少系统时钟误差,其允许误差应符合有关规程规定。对于装机容量在3000MW及以上的电力系统,日累计时差宜不超过+5s。

3. 对于互联电力系统,还应维持联络线净交换功率及交换电能量在规定值。

6.1.2 电力系统自动发电控制(AGC)方式主要有下列3种,应根据电力系统的特点、调度管理体制和电力市场要求进行合理的选择,并进行性能考核。

1. 定频率控制方式,即控制系统频率偏差为零($\triangle f=0$)。

2. 定联络线功率控制方式,即控制联络线净交换功率偏差为零($\triangle P_t=0$)。

3. 联络线功率与频率偏移控制方式,即控制联络线净交换功率偏差与系统频率偏差之和为零($\triangle P_t+B\cdot\triangle f=0$,$B$为频差系数)。

6.2 调整容量和调整厂

6.2.1 系统所需调整容量取决于系统负荷的变动幅度、允许频率偏差、系统功率，频率特性以及系统容量等因素，宜为系统总容量的3%～5%或系统最大负荷的8%～10%。具体计算公式见附录B。

6.2.2 系统宜采取多厂、多机组参加调整，调整厂或机组的调整总容量至少应为系统所需调整容量的3～4倍。

6.2.3 在安排调整厂(或机组)时要有一个合理的布局，并要根据不同季节考虑水火电协调问题以及线路输送能力等约束条件。

6.2.4 调整厂(或机组)应具备下列基本条件：

1 基础自动化水平高。对于火电厂应具备机炉协调控制系统；对于水电厂应具备完善、可靠的机组自动启停控制系统。

2 可调容量大。火电机组可调容量宜为额定容量的50%以上；水电机组宜为额定容量的80%以上。

3 调整速度与负荷变化相适应。对火电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的2%以上；水电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的50%以上。

6.2.5 应优先选择容量较大、水库调节性能好的水电厂和单机容量在200MW及以上、热工自动化水平高、调节性能好的火电机组参加调整。对于单机容量在200MW以下的火电机组，如有条件，根据系统需要亦可考虑参加调整。

6.3 自动发电控制信息

6.3.1 电网频率。除在调度端直接测量外，还应选择几个远方监视点。

6.3.2 系统允许频率偏差设定值。

6.3.3 时差修正值。

6.3.4 各联络线的有功功率和电能量。线路两侧有关调度端宜取同一点测值，如有困难时，也可考虑取不同测点，但应采用适当的补偿措施以减少误差。

6.3.5 系统内部有输送容量极限要求的重要线路的有功功率。

6.3.6 联络线交换功率设定值及交换电能量设定值。

6.3.7 所有参与调整的发电机最大、最小允许调整出力及调整速率极限。

6.3.8 水轮机组振动区。

6.3.9 所有参与调整的发电机有功功率或全厂总有功功率。

6.3.10 加所有参与调整的发电机运行状态及热力系统重要事故信号。

6.3.11 电力系统自动调整装置运行状态信号。

6.3.12 各联络线断路器的位置信号。

6.3.13 反映系统解列运行的事件信号。

6.3.14 其他约束条件。

6.4 调度端控制系统

6.4.1 调度端控制系统对调整厂宜采用设定值控制信号方式，对机组宜采用设定值或偏差值控制信号方式，即由调度端计算机通过远动系统或当地计算机对调整厂或机组自动调整装置发出设定值或偏差值，对发电机的出力进行自动调整。

6.4.2 调度端控制系统应对电力系统旋转备用容量进行计算和监视。当计算出的实际旋转备用容量小于要求值时应发出告警信号。

6.4.3 调度端控制系统应对参加自动发电控制机组的可用性和响应情况进行监视和

检查。当发现其不可用或未响应控制时,应自动转为离线控制方式,并发出告警信号。

6.4.4 在下列异常情况下,自动发电控制应自动停止,并发出告警信号:

1. 电力系统频率测量部件故障或频率偏差超过极限时(定频率或联络线功率与频率偏移控制方式)。

2. 某条联络线交换功率测量部件故障或联络线净交换功率偏差超过极限时(定联络线功率或联络线功率与频率偏移控制方式)。

3. 区域控制误差(ACE)滤波值超过极限值。

6.4.5 对装有机炉协调控制装置(或闭环控制计算机)的调整火电机组和装有成组调节装置(或闭环控制计算机)的调整水电厂,不应装设专用的自动调功装置,但要求调整厂的自动调整装置应与控制系统的控制信号方式协调一致。

6.4.6 对未装设机炉协调控制装置或成组调节装置或闭环控制计算机的调整厂或机组,可考虑装设专用的自动调功装置。

6.4.7 具备功率分配、机组响应检查、备用容量计算与监视和自动发电控制性能监视与统计等功能。

12.4.2 地区电网调度自动化的功能及配置

规范引用 《地区电网调度自动化设计技术规程》(DL/T 5002—2005)

4 调度端部分

4.1 系统总体结构

4.1.1 调度自动化系统调度端应采用基于冗余的开放式分布应用环境,整个软硬件体系结构应满足冗余性和模块化要求。

4.1.2 调度自动化系统使用的操作系统、数据库等软件宜采用商业化稳定运行的最新版本。调度自动化系统应用软件的设计应采用模块化设计,宜满足国际国内有关标准。使用标准的软件编程接口,提高应用软件与硬件系统的独立性。

4.2 总体功能

4.2.1 地区电网调度自动化应根据调度职责范围实现以下总体功能:

1. 计算机通信。
2. 数据采集及监控(SCADA)。
3. 网络拓扑。
4. 状态估计。
5. 负荷预测。
6. 调度员潮流。
7. 电压无功优化控制。

4.2.2 地区电网调度自动化宜根据调度职责范围及实际需要实现以下功能:

1. 短路电流计算。
2. 消弧线圈补偿度计算。
3. 静态安全分析。
4. 外部网络静态等值。
5. 网损计算。

6. 调度员培训仿真(DTS)。

4.2.3 地区电网调度自动化功能的实施可分阶段进行。应首先实现与安全运行、经济效益有密切关系的基本功能。对某些因基础设备自动化条件不具备的功能可暂缓或分期实现。

4.2.4 各类地调根据不同的应用水平,完善遥控和遥调的功能,并可逐步实现电网分析功能和DTS功能。

4.2.5 各类地调的数据网络方式信息采集和与其他计算机系统的连接中,应充分考虑网络安全问题,设置必要的安全防护措施。

4.2.6 集控站具备对所辖厂站数据采集及监控和基本防误操作功能,以及信息汇总向地调发送的功能。

4.3 技术要求

4.3.1 调度端与厂站端远动系统的通信应设置专用远动通道,远动规约应符合《远动设备及系统 第5101部分:传输规约 基本远动任务配套标准》(DL/T 634.5101—2002)、《远动设备及系统 第5—104部分:传输规约 采用标准传输协议集的IEC60870—5—101网络访问》(DL/T 634.5104—2009)等有关标准。在地调范围内宜采用一种颁布的国标远动规约。若地调范围内有其他远动规约时,可采用规约转换或其他方式解决。

4.3.2 不同调度中心调度自动化系统之间和同一调度中心调度自动化系统与其他计算机应用系统之间的通信宜采用网络通信方式。通信规约应符合《远动设备和系统 第6部分:与ISO标准和ITU—T建议兼容的远动协议 第503篇:TASE.2服务和协议》(GB/T 18700.1—2002)、《远动设备和系统 第6部分:与ISO标准和ITU—T建议兼容的远动协议 第802篇:TASE.2对象模型》(GB/T 18700.2—2002)、《远动设备和系统第6—702部分:与ISO标准和ITU—T建议兼容的远动协议在端系统中提供TASE.2应用服务的功能议子集》(GB/T 18700.3—2002)、《远动设备和系统 第6—602部分:与ISO标准和ITU—T建议兼容的远动协议TASE传输协议子集》(GB/T 18700.4—2002)的规定。

4.3.3 通过网络方式通信时应按照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求采取安全隔离措施。

4.3.4 数据采集、处理和控制类型。

1. 遥测量:模拟量、脉冲量、数字量。
2. 遥信量:状态信号。
3. 遥控命令:数字量、脉冲量。
4. 遥调命令:模拟量、脉冲量、数字量。
5. 时钟对时信号。
6. 计算量。
7. 统计量。
8. 人工输入量。

4.3.5 调度端应具备有毫秒级分辨率的内部日历时钟,并能接收GPS标准时钟的对时命令。

4.3.6 调度自动化系统时间与标准时间的误差应不大于1ms。

4.3.7 技术指标。

1. 遥测量:

(1)遥测综合误差不大于±1.0%(额定值)。

(2)越死区传送整定最小值不小于0.25%(额定值)。

2. 遥信量:

(1)正确率不小于99.9%。

(2)事件顺序记录站间分辨率不大于10ms。

3. 遥控正确率100%。

4. 遥调正确率不小于99.9%。

4.3.8 实时性指标:

1. 遥测超越死区传输到主站时间,或循环传送方式下,再要遥测量更新时间4s。

2. 遥信变位传送到主站时间不大于3s。

3. 遥控、遥调命令传送时间不大于4s。

4. 工作站画面调用响应时间:

(1)85%的画面≤2s。

(2)其余画面≤3s。

5. 工作站画面实时数据刷新周期为5~10s(可调)。

6. 实时数据画面在模拟屏(电子型)整幅调出响应时间:

(1)85%的画面≤5s。

(2)其余画面≤10s。

7. 打印报表输出周期可按需要整定。

8. 主备用机自动切换到基本监控功能恢复时间不大于30s。

9. 模拟屏数据刷新周期为6s~12s。

10. 网络拓扑单次计算时间≤10s。

11. 状态估计单次计算时间≤15s。

12. 无功功率优化计算时间≤10s。

13. 调度员潮流计算误差≤1.5%。

14. 调度员潮流单次潮流计算时间≤5s。

注:以上10~14五项为电网计算规模不大于500个计算节点条件下的指标。

4.3.9 可靠性指标:

1. 单机系统年可用率不小于96%。

2. 双机系统年可用率不小于99.9%。

4.4 硬件设备选型和配置原则

4.4.1 地区电网调度自动化系统硬件包括以下类型:

1. 计算机系统,包括服务器、工作站、前置处理设备。

2. 局域网交换机和外存储器、网络安全设备等。

3. 输入输出设备。

4. 标准时钟设备。

5. 调度设备,包括机电型或电子型模拟屏、调度台、显示器。

6. 通道接口。

7. 专用交流不间断电源。

4.4.2 地区电网调度自动化硬件配置原则:

1. 应能完成调度自动化功能并满足系统技术要求。

2. 新建计算机系统应具有较好的可扩性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比。

4.4.3 根据设计水平年调度自动化的功能并考虑运行10年发展的需要，应按以下条件，确定计算机系统的规模：

1. 数据采集与监控对象的容量。

2. 远动系统类型及数量。

3. 上级及相邻地调调度自动化系统之间数据交换的类型和数量。

4. 外部设备的类型及数量。

5. 通道数量及传送速率。

6. 计算机中央处理器负荷率及其估算条件。

4.4.4 主要服务器和工作站中央处理器平均负荷率在电网正常运行时任意30min内宜小于20%，在电网事故情况下，10s内宜小于50%。

4.4.5 正常情况下局域网负载率宜小于10%。

4.4.6 计算机应配置与上级及相邻调度自动化系统计算机进行数据通信设备。

4.4.7 应配置用于系统维护、程序开发的程序员终端和打印机。

4.4.8 根据远动系统和信息传输方式对通道的技术要求，配置必要的通道接口，并提出对通道数量、质量的要求。

4.4.9 调度设备。

1. 调度设备技术指标及功能应满足调度自动化的总体要求。调度设备包括以下内容：

(1)人机工作站。

(2)打印和记录设备。

(3)调度控制台。

(4)机电型或电子型模拟屏。

2. 人机工作站应具有安全保密措施，其安全等级不少于3级。

3. 人机工作站的显示器宜选用不小于51cm(19英寸)，分辨率不小于1280×1024的彩色显示器。对调度员工作站可选用双头或三头彩色显示器。

4. 可根据调度管辖范围大小配置2席或3席调度台，及2～3套调度员人机工作站。

5. 机电型模拟屏采用不下位操作。机电型和电子型模拟屏宜采用与人机工作站显示器合用的键盘完成操作。

6. 机电型模拟屏控制器与计算机接口宜采用串行方式，电子型模拟屏宜采用局域网方式与计算机系统连接。

7. 宜配置2～3台用于运行记录和事件记录的打印机。

4.5 软件要求

4.5.1 计算机系统应配备系统软件、支持软件和必要的应用软件。

4.5.2 所选操作系统应为具有开放性、高可靠性和安全、成熟的产品；应具有适合电网特点的、维护性和可扩性好的实时数据库和历史数据库系统，以及方便、实用的图像和报表软件。

4.5.3 调度端应用软件应采用符合国际标准的支撑平台。

4.5.4 计算机系统软件、支持软件应具有安全可靠的防护措施。

4.5.5 应配置技术成熟符合国家标准的模块化结构的应用软件,可结合地区电网调度自动化的实际需要遵照4.2的要求进行配置。

4.5.6 应选用成熟的应用软件包,各类应用软件可根据需要逐步扩充。

4.5.7 调度端计算机系统应具有良好的在线调试、维护功能。

4.6 电源和机房要求

4.6.1 交流供电电源必须可靠。应有两路来自不同电源点的供电线路供电,电源质量应符合设备要求,电压波动宜小于±10%。

4.6.2 为保证供电的可靠和质量,计算机系统应采用交流不间断电源供电,交流外供电源失电后维持供电宜为2h。

4.6.3 计算机机房的温度、湿度、接地和静电防护应符合《电子信息系统机房设计规范》(GB 50174—2008)有关规定。

4.6.4 机房内应有新鲜空气补给设备和防噪声措施。

4.6.5 机房应防尘。

4.6.6 计算机系统内应有良好的工作接地。如果同大楼合用接地装置,接地电阻宜小于0.5Ω。

4.6.7 根据设备的要求还应有防雷击和防过电压的措施。

4.6.8 机房内应有符合国家有关规定的防水、防火和灭火设施。

4.6.9 机房内照明应符合有关规定并应具有事故照明设施。

5 厂站端部分

5.1 有人值班厂站的远动信息

5.1.1 间接调度的220kV及以上电压等级输变电部分遥测、遥信、遥控、遥调信息内容,可参照《电力系统调度自动化设计技术规程》(DL/T 5003—2005)。

5.1.2 发电厂、变电站应向直调的地调传送下列遥测量:

1. 发电机、厂用高压变压器和启动/备用变压器有功功率、无功功率、电流。
2. 调相机组总无功功率。
3. 110kV输电线路的有功功率和无功功率(或电流)。
4. 35kV输电线路的电流和有功功率。
5. 旁路断路器的测量内容与同级电压线路相同。
6. 变压器各侧有功功率和无功功率(或电流)。
7. 母联、分段、分支断路器电流。
8. 10～110kV系统电压监视点电压。
9. 发电厂母线频率。
10. 电能量测量遵照《电能量计量系统设计技术规程》(DL/T 5202—2004)执行。

注:地调主站端应用软件需要,可测三相电流。

5.1.3 根据调度的需要和设备的可能,发电厂、变电站可向直接调度的地调传送下列遥测量的一部分:

1. 梯级水电厂上下游水位及必要的水文、水情量。
2. 10kV线路的电流。
3. 35kV及以上电压等级用户直配线路有功功率、无功功率及变压器油温。
4. 发电机、厂用高压变压器和启动/备用变压器有功电能量,无功电能量。

5. 发电厂、变电站变压器各侧有功电能量/无功电能量。

6. 35kV、110kV 线路有功电能量，无功电能量。

5.1.4 发电厂、变电站应向直接调度的地调传送下列遥信量：

1. 断路器位置信号。

2. 厂站事故总信号。

3. 110kV 线路及旁路主要保护和重合闸动作信号。

4. 35～110kV 母线保护动作信号。

5. 反映电网运行状态的隔离开关、接地刀闸位置信号和变压器中性点接地信号。

6. 发电机、变压器、调相机主保护动作信号。

7. 有载调压变压器抽头位置信号。

5.1.5 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向直调的地调传送下列遥信量的一部分：

1. 发电机由发电转调相运行方式的状态信号。

2. 自动调节装置运行状态信号(如中小型水电厂发电机功率成组调节装置等)。

3. 影响系统安全运行的越限信号(如过电压、过负荷，这些信号也可在调度端整定)。

4. 35kV、10kV 线路及旁路主要保护动作信号。

5. 线路保护装置运行故障信号。

5.1.6 根据调度需要和设备可能，地调可向直接控制的发电厂、变电站传送下列遥控、遥调命令：

1. 220kV 及以下电压等级断路器的分合。

2. 成组控制装置的投切。

3. 无功补偿装置断路器的投切(包括电容器组、电抗器等)。

4. 有载调压变压器抽头位置调整。

5. 成组控制装置整定值调节。

5.2 无人值班厂站的远动信息无人值班厂站的信息按照《35kV～220kV 无人值班变电站设计规程》(DL/T 5103—2012)执行。

5.3 远动系统

5.3.1 远动系统应满足远动信息采集和传递要求。应选用通过鉴定的性能良好、运行可靠的定型产品。

5.3.2 一个厂站宜采用一套远动系统，远动系统包含远动终端单元(RTU)和在变电站(包括开关站、直流换流站)计算机监控系统、发电厂升压站计算机监控系统中的远动工作站、采集控制单元等设备。远动系统应符合《微型计算机通用规范》(GB/T 9813—2000)和《远动终端设备》(GB/T 13729—2002)有关标准的规定。

5.3.3 远动系统根据需要可与多个调度端进行数据通信，但同一被控设备在同一时刻不允许执行两个调度端的遥控、遥调命令。

5.3.4 选用的远动系统的规约应满足调度端自动化系统的要求。

5.3.5 按厂站传送远动信息的需要和发展，以实用原则确定远动系统的档次、功能和容量，具备与调度端实现网络通信的能力。

5.3.6 远动系统的容量宜按发电厂、变电站的发展需要确定。运行时间宜考虑 10 年。

5.3.7 远动系统宜采用分布式结构，具备与厂站局域网网络连接的能力，可作为厂站

自动化的采集单元,适应厂站自动化需要。

5.3.8 远动系统主要技术指标:

1. A/D转换不小于12位。

2. 模拟量输入:4～20mA;0～±20mA;±5V。

3. 当采用交流采样输入时,应符合《交流采样远动终端技术条件》(DL/T 630—1997)规定的要求,交流采样输入:100V(57.7V),1A(5A)。

4. 遥信输入:无源触点方式。

5. 事件顺序记录分辨不大于2ms。

6. 电能量脉冲累计容量不小于2^{16}。

7. 模拟量输出:0～10V;4～20mA。

8. 遥控输出:无源触点方式,触点容量为直流220V/5A或110V/10A(接入执行回路),110V/5A或24V/1A(接入重动继电器)。

9. 可接收时钟对时信号。

10. IED(智能电子设备)接口不小于4个。

11. 局域网接口。

12. 远动通道信噪比在17dB,误码率为10^{-4}时,远动系统应能正常工作。

13. 数字接口通信速率为1200～9600bit/s。

14. 远动信息的海明距离不小于4。

15. 远动终端的平均故障间隔时间宜不低于25000h。

5.3.9 调制解调器技术指标:

1. 速率为600bit/s、1200bit/s。

2. 双工通道。

3. 频谱符合国家标准。

5.3.10 交流采样精度宜为0.2级。

5.3.11 遥测变送器的精度宜为0.2～0.5级。模拟量输出宜采用恒流输出。

5.3.12 远动系统应具有防雷击、防过电压能力和良好的电磁兼容性,其信号输入应有可靠的电气隔离,其绝缘水平应符合国家有关标准。

5.3.13 远动系统与遥测变送器和通信设备之间的电缆宜采用多芯双绞屏蔽电缆。

5.3.14 远动系统和遥测变送器屏应可靠保护接地。

5.3.15 远动系统和遥测变送器屏安装地点应考虑对环境的要求和运行上的方便。

5.4 信息传输和通道

5.4.1 调度端与远动系统通信采用网络、专线方式。

1. 地调对直接调度管辖的厂站应建立直达通道采集信息:对非直接调度管辖的厂站,如需要信息,可通过转发方式获得。

2. 远动通道应在通信设计中统一组织。调度端与厂站端远动系统的通信宜设置2路独立的专线主备远动通道,当数据网络到达时,可采用网络和专线相结合的方式,以网络方式为主、专线方式为辅。

5.4.2 调度数据网络技术要求如下;

1. 传送速率为$n\times 2$M。

2. 调度数据网宜采用统一的技术制式,全网统一的接口标准。

5.4.3 专线通信通道技术要求如下：

1. 传送速率可选用600bit/s、1200bit/s，全双工通道，误码率在信噪比为17dB时不大于10^{-5}。

2. 数字接口通信速率为2400～9600bit/s。

3. 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口。

4. 统一接口标准。

5.5 其他

5.5.1 远动设备应配备两路独立电源，也可配备不间断电源，配备的不间断电源时间不小于1h。

5.5.2 远动设备应配备相应的调试仪表。其配置标准按远动专用仪器仪表的配置标准执行。

5.5.3 在工程设计中应考虑远动系统必要的备品备件和调度端的接口设备。

12.4.3 电能量计量系统(EEMS)功能及配置

《电能量计量系统设计技术规程》(DL/T 5202—2004)

规范引用

7.1 电能量计量表计

7.1.1 采用结构模块化、测量组合化、高精度电子型电能量计量表计。

7.1.2 准确度等级范围：

1. 有功电能量：0.2级；无功电能量：1.0级。

2. 有功电能量：0.5级；无功电能量：2.0级。

7.1.3 满足方向性有功和无功电能量计量，或四象限无功电能量计量。

7.1.4 在标称值的0.05%～120%的测量范围内，应保持准确度等级不变。

7.1.5 应具有最大需量的测量和储存。

7.1.6 输出：可具有脉冲和数据接口两种输出型式，电能量输出为表底值。

7.1.7 当脉冲以继电器触点输出时：触点电压范围为DC(24～220)V，触点电流为1A，寿命为2.5×1010次。

7.1.8 当以数据通信方式输出时：应为RS485或RS232接口，通信规约符合《多功能电能表通信协议》(DL/T 645—2007)。

7.1.9 电能量计量表计应具有自检功能，能主动向主站和现场提供相应的报警信号输出，如TV(PT)失压、TA(CT)断线、电源失常、自检故障等。

7.1.10 电能量计量表应配有标准光通信口，可由手持式电能量读入器读取电能表数据。

7.1.11 电能量计量表应具有数据冻结命令的接收功能。

7.1.12 电能量计量表应配有后备电池，最大连续工作时间应为35天以上，使用寿命为3年以上。

7.1.13 电能量计量表具有积分周期，积分周期应为(1～60)min由用户自选。以1min为积分周期时，电能量计量表应能存储7天以上的数据。

7.1.14 电能量计量表具有直接远传功能时，必须具备有各种通信规约的接口。

7.2 电能量远方终端

7.2.1 电能量远方终端应采用模块化结构,每个模块应设置保护机制。

7.2.2 电能量远方终端应满足《电能量远方终端》(DL/T 743—2001)行业标准技术要求,具备采集、运算、传输、对时、自检、报警、事件记录、操作密码设置等功能。

7.2.3 采集应不小于80个电能量数据点。内存容量应不小于8MB,积分周期为1min时能连续存储7~10天的数据。

7.2.4 应具有两种积分周期分别采集电能量。积分周期应为1、5、10、15、20、30、60min,由用户选用。

7.2.5 电能量远方终端应同时具备脉冲输入和数据输入两种方式,同时具有不同形式的电能量计量表计的接入能力。

7.2.6 采用脉冲信号输入应有光电隔离措施、滤波措施,防止接点抖动和干扰误动。

7.2.7 电能量远方终端应以向电能量计量表计发送冻结命令的方式,索取积分周期内的电能量数据,时标为年、月、日、时、分。

7.2.8 具有就地操作按钮和便携式PC机插入接口,可通过按钮或PC机对各种运算方式和参数进行修改和设定,亦可在远方主站进行修改和设定。

7.2.9 电能量远方终端必要时应具有对线路断路器、旁母断路器等设备状态进行监测和逻辑判断的功能,实现旁路母线代路时,按数据采集周期自动结转到被带断路器处。

7.2.10 电能量远方终端应具有内部时钟,能接收主站端的对时命令,亦可与现场GPS对时。

7.2.11 电能量远方终端应具有自检功能,发生故障或事件后可向主站端和当地告警。亦可将电能量计量表的故障信号传至主站端。

7.2.12 电能量远方终端应配置不少于两个通信接口,与主站端通信方式应适用于电话拨号网和专用通道。传输规约符合《远动设备及系统 第5部分 传输规约 第102篇 电力系统电能累计量传输配套标准》(DL/T 719—2000)。并具备网络通信接口,支持传输控制协议TCP/IP等协议。

7.2.13 具有密码设计和权限管理功能,防止非法操作。并具有操作网际协议档案,将每项操作记录在案,备考。

7.2.14 装置程序应具有自动恢复功能。

7.2.15 平均无故障工作时间(MTBF)不应低于8760h。

7.2.16 电能量远方终端内应具有后备电源。

7.3 发电厂现场监视设备

7.3.1 电厂应装设现场监视设备,以实现电厂上网电能量的计量、分时存储、处理及制表打印等功能。并用以验证送入主站的电能量数据的一致性。

7.3.2 收集发电厂内相应电能量计量点(如发电机、厂用电等)的电能量数据,进行电厂自身的经济核算工作。

7.3.3 依据调度下达的发电机发电计划曲线进行发电机发电运行考核。

7.4 主站端计算机

7.4.1 主站端计算机系统应是一个分布式网络体系结构的开放式系统,所选用的硬件平台、网络、图形接口等模块应符合最新国际标准,易于硬件设备扩充和软件应用升级。支持与其他LAN和WAN计算机网络及不同计算机厂商设备的互联。

7.4.2 主站端计算机系统主要技术指标:

1. 系统可用率≥99.9%。

2. 平均无故障时间：MTBF≥20000h。

3. 系统运行寿命≥10 年。

4. 画面响应时间≤2s。

5. 时钟同步保持时钟误差≤±10ms。

6. 数据刷新周期可设置。

7. CPU 平均负荷率≤30%（主服务器），网络负荷率≤25%。特殊情况下：CPU 平均负荷率≤50%（主服务器），网络负荷率≤40%。

7.4.3 主站端计算机系统技术要求：

1. 计算机系统主要设备应冗余配置，并能自动切换。

2. 具有采集、存储、处理厂站端电能量数据的功能，其数据库容量应满足发展需要。

3. 数据库应采用国际通用商业数据库。原始数据（带时标）、各类统计数据、报表等应能在主设备上存储两年以上。商业数据库中的原始数据库应有多个同时刷新的拷贝数据库，以适应不同的应用，保证数据的唯一性，确保原始数据的不可修改。

4. 应具有完善的数据库管理系统，能够自动备份数据。有良好的人机交换界面。

5. 具有良好的档案管理功能，可以将当前数据和历史数据自动和手动存储到光盘等大容量存储设备上。可根据需要，将历史数据恢复到在线系统上，进行数据分析等处理。

6. 数据库具有良好的安全性、可靠性和可维护性，对任何设备和数据操作均有记录存档。

7. 具有良好的人机交互界面，可以生成各种汉化的曲线、图形、报表并可打印输出。

8. 可随机和定时（周期可调）采集厂站电能量数据信息。定时方式下：在通道中断恢复后，主站应能自动召唤通道中断期间缺失的全部电能量数据，确保数据库内数据的完整性及连续性。

9. 支持电话拨号、专线及数据网络等通信方式。

10. 可与使用不同通信规约的厂站（包括电能计量表、电能量远方终端）进行数据通信。

11. 可具有旁路代路自动登录功能。

12. 能自动索取或手动键入厂站端电能量表底码值。

13. 具有系统自检和通道运行监视功能，异常时发出报警并记录。

14. 对从读卡器或便携式 PC 机读入的电能量数据信息，应能存储到数据库内，同时作出标记。

15. 能够以手动方式对拷贝的原始电能量数据进行修改和替代值输入，均应有相应的标记。

16. 具有外部时钟接口，并可与厂站端对时。

17. 能够方便的与数据采集与监视控制系统 SCADA、能量管理系统 EMS、配电管理系统 DMIS 等系统通信，具有安全措施。通信协议符合国际标准。

18. 软件系统应采用模块化的结构。

19. 配置符合 POSIX 标准最新版本操作系统。

20. 网络软件应支持灵活的网络结构，符合国际通用网络通信协议。

21. 具有良好的用户开发环境，支持用户开发自己的应用软件。

22. 应用软件必须满足功能要求，具有良好的响应速度和可扩充性。

7.4.4 主站端计算机系统硬件配置

1. 前置部分:该部分是由前置机、终端服务器、调制解调器(MODEM 柜)和数据通信机构成。

2. 数据库服务器。

3. WEB 服务器。

4. 系统维护工作站。

5. 网关服务器。

6. 网络:主站网络采用交换拓扑。

7. 辅助设备:系统同时配置激光打印机,全球定位系统 GPS 时钟,可读写光盘驱动器等。

8. 与外部系统连接:主站系统应能够通过系统和信息安全保护措施(如防火墙、移动代理、入侵检测等)及数据终端服务器与以下系统连接:

①DMIS 网,电力广域数据网;

②上级和下级电能量计量系统;

③SCADA/EMS;

④电力市场技术支持系统。

13

直流系统

13.1 直流系统的设计要求

13.1.1 系统接线的设计要求

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

4.1 直流电源

4.1.1 发电厂和变电所内，为了向控制负荷和动力负荷等供电，应设置直流电源。

4.1.2 220V 和 110V 直流系统应采用蓄电池组。

48V 及以下的直流系统，可采用蓄电池组，也可采用由 220V 或 110V 蓄电池组供电的电力用直流电源变换器(DC/DC 变换器)。

4.1.3 供电距离较远的辅助车间，当需要直流电源时，宜独立设置直流系统。

4.1.4 运煤系统电磁分离器等允许短时间停电的直流负荷，宜采用单独的硅整流设备直接供电。

4.1.5 蓄电池组正常应以浮充电方式运行。

4.1.6 铅酸蓄电池组不宜设置端电池；镉镍碱性蓄电池组宜减少端电池的个数。

4.2 系统电压

4.2.1 直流系统标称电压：

1. 专供控制负荷的直流系统宜采用 110V。
2. 专供动力负荷的直流系统宜采用 220V。
3. 控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统采用 220V 或 110V。
4. 当采用弱电控制或弱电信号接线时，采用 48V 及以下。

4.2.2 在正常运行情况下，直流母线电压应为直流系统标称电压的 105%。

4.2.3 在均衡充电运行情况下，直流母线电压应满足如下要求：

1. 专供控制负荷的直流系统，应不高于直流系统标称电压的 110%。
2. 专供动力负荷的直流系统，应不高于直流系统标称电压的 112.5%。
3. 对控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统，应不高于直流系统标称电压的 110%。

4.2.4 在事故放电情况下，蓄电池组出口端电压应满足如下要求：

1. 专供控制负荷的直流系统,应不低于直流系统标称电压的85%。

2. 专供动力负荷的直流系统,应不低于直流系统标称电压的87.5%。

3. 对控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统,宜不低于直流系统标称电压的87.5%。

4.3 蓄电池组

4.3.1 蓄电池型式

1. 大型和中型发电厂、220kV及以上变电所和直流输电换流站宜采用防酸式铅酸蓄电池或阀控式密封铅酸蓄电池。

2. 小型发电厂及110kV变电所宜采用阀控式密封铅酸蓄电池、防酸式铅酸蓄电池,也可采用中倍率镉镍碱性蓄电池。

3. 35kV及以下变电所和发电厂辅助车间宜采用阀控式密封铅酸蓄电池,也可采用高倍率镉镍碱性蓄电池。

4.3.2 蓄电池组数

1. 设有主控制室的发电厂,当机组总容量为100MW及以上,宜装设2组蓄电池。其他情况下可装设1组蓄电池。

2. 容量为200MW以下机组的发电厂,当采用单元控制室的控制方式时,每台机组可装设1组蓄电池。

3. 容量为200MW级机组的发电厂,且升高电压为220kV及以下时,每台机组可装设1组蓄电池(控制负荷和动力负荷合并供电)或2组蓄电池(控制负荷、动力负荷分别供电)。

4. 容量为300MW级机组的发电厂,每台机组宜装设3组蓄电池,其中2组对控制负荷供电,另1组对动力负荷供电,或装设2组蓄电池(控制负荷和动力负荷合并供电)。

5. 容量为600MW级及以上机组的发电厂,每台机组应装设3组蓄电池,其中2组对控制负荷供电,另1组对动力负荷供电。

6. 小型供热发电厂和垃圾发电厂根据工艺要求可装设1组或2组蓄电池。

7. 发电厂网络控制系统中包括有220kV及以上电气设备时,应独立设置不少于2组蓄电池对控制负荷和动力负荷供电。当配电装置内设有继电保护装置小室时,可将蓄电池组分散装设。

其他情况的网络控制系统可装设1组蓄电池。

8. 220~500kV变电所应装设不少于2组蓄电池。当配电装置内设有继电保护装置小室时,可将蓄电池组分散装设。

9. 110kV及以下变电所宜装设1组蓄电池,对于重要的110kV变电所也可装设2组蓄电池。

10. 直流输电换流站,站用蓄电池应装设2组;极用蓄电池每极可装设2组。

11. 直流系统电压为48V及以下当采用蓄电池时,可装设2组蓄电池。

12. 当大型发电厂的蓄电池容量选择大于产品制造容量时,允许装设2组半容量蓄电池,并联运行,即视为1组蓄电池。

4.4 充电装置

4.4.1 充电装置型式

1. 高频开关充电装置。

2. 晶闸管充电装置。

4.4.2 充电装置配置

1.1 组蓄电池：

(1)采用晶闸管充电装置时，宜配置 2 套充电装置。

(2)采用高频开关充电装置时，宜配置 1 套充电装置，也可配置 2 套充电装置。

2.2 组蓄电池：

(1)采用晶闸管充电装置时，宜配置 3 套充电装置。

(2)采用高频开关充电装置时，宜配置 2 套充电装置，也可配置 3 套充电装置。

4.5 接线方式

4.5.1 母线接线方式

1.1 组蓄电池的直流系统，采用单母线分段接线或单母线接线。

2.2 组蓄电池的直流系统，应采用二段单母线接线，蓄电池组应分别接于不同母线段。二段直流母线之间应设联络电器。

3.2 组蓄电池的直流系统，应满足在运行中二段母线切换时不中断供电的要求。切换过程中允许 2 组蓄电池短时并联运行。

4.5.2 蓄电池组和充电装置均应经隔离和保护电器接入直流系统。

1. 直流系统为单母线分段接线时，蓄电池组及充电装置的连接方式如下：

(1)1 组蓄电池配置 1 套充电装置时，二者应接入不同母线段。

(2)1 组蓄电池配置 2 套充电装置时，2 套充电装置应接入不同母线段。蓄电池组应跨接在二段母线上。

2.2 组蓄电池配置 2 套充电装置时，每组蓄电池及其充电装置应分别接入不同母线段。

3.2 组蓄电池配置 3 套充电装置时，每组蓄电池及其充电装置应分别接入不同母线段，第 3 套充电装置应经切换电器可对 2 组蓄电池进行充电。

4.5.3 设有端电池的镉镍碱性蓄电池组，应设有降压装置。

4.5.4 每组蓄电池均应设有专用的试验放电回路。试验放电设备，宜经隔离和保护电器直接与蓄电池组出口回路并接。该装置宜采用移动式设备。

4.5.5 除有特殊要求的直流系统外，直流系统应采用不接地方式。

4.6 网络设计

4.6.1 直流网络宜采用辐射供电方式。

4.6.2 直流柜辐射供电

1. 直流事故照明、直流电动机、交流不停电电源装置、远动、通信以及 DC/DC 变换器的电源等。

2. 发电厂和变电所集中控制的主要电气设备的控制、信号和保护的电源。

3. 电气和热工直流分电柜的电源。

4.6.3 直流分电柜应根据用电负荷和设备布置情况合理设置。

4.6.4 直流分电柜的接线

1. 直流分电柜应有 2 回直流电源进线，电源进线宜经隔离电器接至直流母线。

2.1 组蓄电池的直流系统，2 回直流电源宜来自不同母线段，对单母线接线可来自同一母线段，分电柜的直流母线可不分段；对于具有双重化控制和保护回路要求双电源供电的负荷，分电柜应采用二段母线。

3.2 组蓄电池的直流系统

(1)对于具有双重化控制和保护回路要求双电源供电的负荷,分电柜应采用2段母线,2回直流电源应来自不同蓄电池组。并应防止2组蓄电池并联运行。

(2)对于不具有双重化控制和保护回路的供电负荷,2回直流电源可来自同一组蓄电池,也可来自不同蓄电池组,并应防止2组蓄电池并联运行。

4.6.5 当需要采用环形供电时,环形网络干线或小母线的2回直流电源应经隔离电器接入,正常时为开环运行。环形供电网络干线引接负荷处也应设置隔离电器。

6 保护和监控

6.1 保护

6.1.1 蓄电池出口回路、充电装置直流侧出口回路、直流馈线回路和蓄电池试验放电回路等,应装设保护电器。

6.1.2 保护电器采用直流断路器或熔断器。

6.1.3 当直流断路器和熔断器串级作为保护电器时,宜按下列配合:

1. 熔断器装设在直流断路器上一级时,熔断器额定电流应为直流断路器额定电流的2倍及以上。

2. 直流断路器装设在熔断器上一级时,直流断路器额定电流应为熔断器额定电流的4倍及以上。

6.1.4 各级保护装置的配置,应根据短路电流计算结果,保证具有可靠性、选择性、灵敏性和速动性,并应满足《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB 14285—2006)中有关规定。

6.1.5 各级保护装置可采用瞬时电流速断、短延时电流速断和反时限过电流保护。

6.2 测量

6.2.1 直流系统设有微机监控装置时,在直流柜上的测量表计可仅装设直流母线电压表。直流系统不设微机监控装置时,直流柜上应装设下列常测表计:

1. 直流主母线、蓄电池回路和充电装置输出回路的直流电压表。

2. 蓄电池回路和充电装置输出回路的直流电流表。

6.2.2 蓄电池回路宜装设浮充电电流表。

6.2.3 直流分电柜应装设直流电压表。

6.2.4 直流主母线应设有绝缘检测,能测出正极、负极对地的电压值及绝缘电阻值。

6.2.5 直流柜和直流分电柜上所有测量表计,宜采用1.5级指针式或$4\frac{1}{2}$位精度数字式表计。

6.2.6 直流柜布置在控制室主环外或控制室外时,应在主环屏上装设直流母线电压表。

6.3 信号

6.3.1 直流母线电压异常时,应发出信号。

6.3.2 当直流系统绝缘电阻低于规定值时,应能显示有关参数和发出信号。

6.3.3 大、中型发电厂,220kV及以上和110kV重要变电所的直流柜及直流分电柜上,宜装设接地自动检测装置,同时应能显示有关参数和故障点并发出信号。

6.3.4 直流系统应具有蓄电池出口断路器跳闸或熔断器熔断、充电装置交流失电、充电装置故障等报警功能,应能显示故障元件并发出信号。

6.3.5 直流系统未设微机监控装置,且直流柜布置在控制室主环外或控制室外时,应

在主环屏上设置直流系统故障的总信号。

6.4 自动化要求

6.4.1 直流系统中宜按每组蓄电池组设置一套微机监控装置。

6.4.2 直流系统微机监控装置应具有下列基本功能：

1. 测量：直流系统母线电压、充电装置输出电压和电流及蓄电池组电压和电流。

2. 信号：直流系统母线电压过高和过低、直流系统接地、充电装置运行方式切换和故障等。

3. 控制：充电装置的开机、停机和运行方式切换。

4. 接口：通过通信接口，将信息传至上位机。

6.4.3 直流系统设有微机监控装置时，各自动化装置的报警信号及其他信息等，均应先传至直流系统的监控装置，然后通过通信接口传至上位机。

6.4.4 直流系统I/O内容参见《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)附录A。

13.1.2 直流负荷的设计要求

《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

规范引用

5.1 直流负荷分类

5.1.1 按功能分类

1. 控制负荷：电气和热工的控制、信号、测量和继电保护、自动装置等负荷。

2. 动力负荷：各类直流电动机、断路器电磁操动的合闸机构、交流不停电电源装置、远动、通信装置的电源和事故照明等负荷。

5.1.2 按性质分类

1. 经常负荷：要求直流系统在正常和事故工况下均应可靠供电的负荷。

2. 事故负荷：要求直流系统在交流电源系统事故停电时间内可靠供电的负荷。

3. 冲击负荷：在短时间内施加的较大负荷电流。冲击负荷出现在事故初期(1min)称初期冲击负荷，出现在事故末期或事故过程中称随机负荷(5s)。

5.2 直流负荷统计

5.2.1 直流负荷统计规定

1. 装设2组蓄电池时：

(1)控制负荷，每组应按全部负荷统计。

(2)动力负荷宜平均分配在两组蓄电池上，其中直流事故照明负荷，每组应按全部负荷的60%(变电所和有保安电源的发电厂可按100%)统计。

(3)事故后恢复供电的断路器合闸冲击负荷按随机负荷考虑。

2. 两个直流系统间设有联络线时，每组蓄电池仍按各自所连接的负荷考虑，不因互联而增加负荷容量的统计。

3. 直流系统标称电压为48V及以下的蓄电池组，每组均按全部负荷统计。

5.2.2 事故停电时间

1. 与电力系统连接的发电厂，厂用交流电源事故停电时间应按1h计算。

2. 不与电力系统连接的孤立发电厂，厂用交流电源事故停电时间应按2h计算。

3．直流输电换流站，全站交流电源事故停电时间应按 2h 计算。

4．有人值班的变电所，全所交流电源事故停电时间应按 1h 计算。

5．无人值班的变电所，全所交流电源事故停电时间应按 2h 计算。

5.2.3　直流负荷统计计算时间应符合表 13-1 规定。

表 13-1　直流负荷统计计算时间表

序号	负荷名称			经常	事故放电计算时间						
					初期	持续/h					随机
					1min	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	5s
1	信号灯、位置指示器和位置继电器	发电厂和有人值班变电所		√	√		√				
		无人值班变电所		√	√				√		
		换流站和孤立发电厂		√	√				√		
2	控制、保护、监控系统	发电厂和有人值班变电所		√	√		√				
		无人值班变电所		√	√				√		
		换流站和孤立发电厂		√	√				√		
3	断路器跳闸				√						
4	断路器自投(电磁操动机构)				√						
5	恢复供电断路器合闸										√
6	氢密封油泵	200MW 及以下机组			√		√				
		300MW 及以上机组			√					√	
7	直流润滑油泵	25MW 及以下机组			√	√					
		50～300MW 机组			√		√				
		600MW 及以上机组			√			√			
8	交流不停电电源	发电厂			√	√					
		变电所	有人值班		√		√				
			无人值班		√				√		
		换流站和孤立发电厂			√				√		
9	DC/DC 变换装置	有人值班变电所		√	√		√				
		无人值班变电所		√	√				√		
10	直流长明灯	发电厂和有人值班变电所		√	√		√				
		换流站和孤立发电厂		√	√				√		
11	事故照明	发电厂和有人值班变电所			√		√				
		换流站和孤立发电厂			√				√		
		无人值班变电所					√				

注：表中“√”表示具有该项负荷时，应予以统计的项目

5.2.4　直流负荷统计时负荷系数应符合表 13-2 规定。

表 13-2　直流负荷统计负荷系数表

序号	负荷名称	负荷系数	备注
1	信号灯、位置指示器和位置继电器	0.6	

续表

序号	负荷名称	负荷系数	备注
2	控制、保护、监控系统	0.6	
3	断路器跳闸	0.6	
4	断路器自投(电磁操动机构)	0.5	
5	恢复供电断路器合闸	1.0	
6	氢密封油泵	0.8	
7	直流润滑油泵	0.9	
8	交流不停电电源装置	0.6	
9	DC/DC 变换装置	0.8	
10	直流长明灯	1.0	
11	事故照明	1.0	

注:事故初期(1min)的冲击负荷,按如下原则统计:

①备用电源断路器为电磁操动合闸机构时,应按备用电源实际自投断路器台数统计。

②低电压、母线保护、低频减载等跳闸回路按实际数量统计。

③电气及热工的控制、信号和保护回路等按实际负荷统计。

④事故停电时间内,恢复供电断路器电磁操动机构的合闸电流(随机负荷),应按断路器合闸电流最大的1台统计。并应与事故初期冲击负荷之外的最大负荷或出现最低电压时的负荷相叠加

13.2 蓄电池的选择及容量计算

13.2.1 蓄电池的个数

《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

规范引用

7.1.1 蓄电池个数(参见附录B.1)

1. 无端电池的铅酸蓄电池组,应根据单体电池正常浮充电电压值和直流母线电压为1.05倍直流系统标称电压值来确定。

2. 有端电池的镉镍碱性蓄电池组,应根据单体电池正常浮充电电压值和直流母线电压为1.05倍直流系统标称电压值来确定基本电池个数;同时应根据该电池放电时允许的最低电压值和直流母线电压为1.05倍直流系统标称电压值确定整组电池个数。

B.1.1 蓄电池个数选择

按浮充电运行时,直流母线电压为$1.05U_n$选择蓄电池个数

$$n=1.05U_n/U_f$$

13.2.2 蓄电池的电压

《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

规范引用

7.1.2 蓄电池浮充电压

蓄电池浮充电压应根据厂家推荐值选取,当无产品资料时可按:

1. 防酸式铅酸蓄电池的单体浮充电电压值宜取 2.15～2.17V(GFD 型蓄电池宜取 2.17～2.23V)。

2. 阀控式密封铅酸蓄电池的单体浮充电电压值宜取 2.23～2.27V。

3. 中倍率镉镍碱性蓄电池的单体浮充电电压值宜取 1.42～1.45V。

4. 高倍率镉镍碱性蓄电池的单体浮充电电压值宜取 1.36～1.39V。

7.1.3 蓄电池放电终止电压

单体蓄电池放电终止电压应根据直流系统中直流负荷允许的最低电压值和蓄电池的个数来确定,但不得低于产品规定的最低允许电压值。

7.1.4 蓄电池均衡充电电压

单体蓄电池均衡充电电压应根据直流系统中直流负荷允许的最高电压值和蓄电池的个数来确定,但不得超出产品规定的电压允许范围。

B.1.2 蓄电池均衡充电电压选择

根据蓄电池个数及直流母线电压允许的最高值选择单体蓄电池均衡充电电压值。

对于控制负荷:$U_c \leqslant 1.10U_n/n$

对于动力负荷:$U_c \leqslant 1.125U_n/n$

对于控制负荷和动力负荷合并供电:$U_c \leqslant 1.10U_n/n$

B.1.3 蓄电池放电终止电压选择

根据蓄电池个数及直流母线电压允许的最低值选择单体蓄电池事故放电末期终止电压。

对于控制负荷:$U_m \geqslant 0.85U_n/n$

对于动力负荷:$U_m \geqslant 0.875U_n/n$

对于控制负荷和动力负荷合并供电:$U_m \geqslant 0.875U_n/n$

式中:U_n——直流系统标称电压(V);

U_f——单体蓄电池浮充电电压(V);

U_c——单体蓄电池均衡充电电压(V);

U_m——单体蓄电池放电末期终止电压(V);

n——蓄电池个数。

13.2.3 蓄电池的容量

《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

规范引用

7.1.5 蓄电池容量选择条件

1. 应满足全厂(所)事故全停电时间内的放电容量。

2. 应满足事故初期(1min)直流电动机启动电流和其他冲击负荷电流的放电容量。

3. 应满足蓄电池组持续放电时间内随机(5s)冲击负荷电流的放电容量。

4. 应以最严重的事故放电阶段,计算直流母线电压水平。

7.1.6 蓄电池容量选择计算(参见附录 B.2)

1. 电压控制法(亦称容量换算法)(参见附录 B.2.1)

(1)按事故放电时间分别统计事故放电容量。

(2)根据蓄电池型式、放电终止电压和放电时间,确定相应的容量系数(K_{cc})。

(3)根据事故放电容量计算所需容量(C_c)。选取与计算容量最大值接近的蓄电池标称容量(C_{10}或C_5)。

(4)进行蓄电池端电压水平的计算,应满足直流系统最低电压的要求。

——事故放电初期(1min)承受冲击负荷电流时蓄电池所能保持的电压值。

——任意事故放电阶段末期承受随机(5s)冲击负荷电流时蓄电池所能保持的电压值。

——任意事故放电阶段末期蓄电池所能保持的电压值。

2. 阶梯计算法(亦称电流换算法)(参见附录B.2.2)

(1)按事故放电时间分别统计事故放电电流,确定负荷曲线。

(2)根据蓄电池型式、放电终止电压和放电时间,确定相应的容量换算系数(K_c)。

(3)根据事故放电电流,按事故放电阶段逐段进行容量计算。当有随机(5s)冲击负荷时,应叠加在第一阶段以外的计算容量最大的放电阶段。

(4)选取与计算容量最大值接近的蓄电池标称容量(C_{10}或C_5),作为蓄电池的选择容量。

B.2　蓄电池容量选择

B.2.1　电压控制法(亦称容量换算法)

B.2.1.1　直流负荷统计(见表13-3)

表13-3　直流负荷统计表

序号	负荷名称	装置容量/kW	负荷系数	计算电流/A	经常负荷电流/A	事故放电时间及放电容量/Ah				
						初期	持续/h			随机
						1min	0.5	1.0	2.0	5s
					I_{jc}	I_{cho}	$C_{s.0.5}$	$C_{s.1.0}$	$C_{s.2.0}$	I_{chm}
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15	合计									

B.2.1.2 容量选择计算

满足事故全停电状态下的持续放电容量

$$C_c = K_K \frac{C_{s.x}}{K_{cc}} \quad (B.1)$$

式中：C_c——蓄电池 10h 放电率计算容量，Ah；

$C_{s.x}$——事故全停电状态下相对应的持续放电时间的放电容量；

K_K——可靠系数，取 1.40；

K_{cc}——容量系数，在指定的放电终止电压下，对应事故放电时间 xh，从附录表 B.6～表 B.14 中查出。

根据 C_c 计算值，选择接近该值的蓄电池标称容量 C10。

B.2.1.3 电压水平计算

1. 事故放电初期(1min)承受冲击放电电流时，蓄电池所能保持的电压

$$K_{cho} = K_K \frac{I_{cho}}{I_{10}} \quad (B.2)$$

根据 K_{cho} 值，由本附录图 B.1～图 B.13 冲击曲线中的“0”曲线，查出单体电池电压值 U_d，则

$$U_D = nU_d \quad (B.3)$$

2. 任意事故放电阶段末期，承受随机(5s)冲击放电电流时，蓄电池所能保持的电压

$$K_{m.x} = K_K \frac{C_{s.x}}{tI_{10}} \quad (B.4)$$

$$K_{chm.x} = K_K \frac{I_{chm}}{I_{10}} \quad (B.5)$$

由本附录图 B.1～图 B.13 冲击曲线中，选定事故放电时间 0.5h、1h 或 2h 后冲击放电曲线图，然后根据 $K_{m.x}$ 值找出相应的曲线，对应 $K_{chm.x}$ 值，查出单体电池电压值 U_d，则

$$U_D = nU_d \quad (B.6)$$

3. 任意事故放电阶段末期，蓄电池所能保持的电压

$$K_{m.x} = K_K \frac{C_{s.x}}{tI_{10}} \quad (B.7)$$

由本附录图 B.1～图 B.13 冲击曲线中，根据 $K_{m.x}$ 值找出相应的曲线，对应 $K_{chm.x}=0$ 值，查出单体电池电压值 U_d，则

$$U_D = nU_d \quad (B.8)$$

式中：C_{10}——蓄电池 10h 放电率标称容量(Ah)；

$C_{s.x}$——xh 事故放电容量；

I_{cho}——事故放电初期(1min)冲击放电电流值(A)；

I_{chm}——事故放电末期冲击放电电流值(A)；

I_{10}——10h 放电率电流(A)；

K_{cho}——事故放电初期(1min)冲击系数；

$K_{chm.x}$——xh 事故放电末期冲击系数；

$K_{m.x}$——任意事故放电阶段的 10h 放电率电流倍数；

K_K——可靠系数，取 1.10；

U_d——单体电池电压值(V)；

U_D——蓄电池组出口端电压值(V)；

n——蓄电池组的单体电池个数；

t——事故放电时间(h)。

B.2.2 阶梯计算法(亦称电流换算法)

B.2.2.1 直流负荷统计见表 13-4。

表 13-4 直流负荷统计表

<table>
<tr><th rowspan="4">序号</th><th rowspan="4">负荷名称</th><th rowspan="4">装置容量/kW</th><th rowspan="4">负荷系数</th><th rowspan="4">计算电流/A</th><th rowspan="3">经常负荷电流/A</th><th colspan="7">事故放电时间及放电电流/A</th></tr>
<tr><th colspan="6">持续 min/</th><th>随机</th></tr>
<tr><th>初期
1</th><th>1～30</th><th>30～60</th><th>60～120</th><th>120～180</th><th>180～480</th><th>5s</th></tr>
<tr><th>I_{jc}</th><th>I_1</th><th>I_2</th><th>I_3</th><th>I_4</th><th>I_5</th><th>I_6</th><th>I_R</th></tr>
<tr><td>1</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>9</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>10</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>11</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>12</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>13</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>14</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>15</td><td>合计</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

B.2.2.2 计算方法

1. 按负荷阶梯分段予以计算，取其中计算容量最大者。

2. 当有随机负荷(指末期冲击负荷)时，随机负荷单独计算所需容量，并叠加在第一阶段以外的计算容量最大的放电阶段，然后与第一阶段选择计算容量比较后取其大者。

B.2.2.3 计算步骤

1. 直流负荷统计。

2. 绘制负荷曲线。

3. 按照直流母线允许最低电压要求，确定单体蓄电池放电终止电压。计算容量时，根据不同蓄电池型式、终止电压和放电时间，从本附录表 13-5～表 13-13 中查找容量换算系数(K_C)。

按第一阶段计算容量

$$C_{c1}=K_K\frac{I_1}{K_c} \tag{B.9}$$

按第二阶段计算容量

$$C_{c2}\geqslant K_K\left[\frac{1}{K_{c1}}I_1+\frac{1}{K_{c2}}(I_2-I_1)\right] \tag{B.10}$$

按第三阶段计算容量

$$C_{c3}\geqslant K_K\left[\frac{1}{K_{c1}}I_1+\frac{1}{K_{c2}}(I_2-I_1)+\frac{1}{K_{c3}}(I_3-I_{3-1})\right] \tag{B.11}$$

按第 n 阶段计算容量

$$C_{cn}\geqslant K_K\left[\frac{1}{K_{c1}}I_1+\frac{1}{K_{c2}}(I_2-I_1)+\cdots\cdots+\frac{1}{K_{cn}}(I_n-I_{n-1})\right] \tag{B.12}$$

随机(5s)负荷计算容量

$$C_R=\frac{I_R}{K_{CR}} \tag{B.13}$$

将 C_R 叠加在 C_{c2}～C_{cn} 中最大的阶段上，然后与 C_{C1} 比较，取其大者，即为蓄电池的计算容量。

式中：C_{c1}～C_{cn}——蓄电池 10h 放电率各阶段的计算容量(Ah)；

C_R——随机负荷计算容量(Ah)；

I_1、I_2…I_n——各阶段的负荷电流(A)；

I_R——随机负荷电流(A)；

K_K——可靠系数，取 1.40；

K_C——1min 放电时的容量换算系数(1/h)；

K_{CR}——随机(5s)负荷的容量换算系数(1/h)；

K_{C1}——各计算阶段中全部放电时间的容量换算系数(1/h)；

K_{C2}——各计算阶段中除第 1 阶梯时间外放电时间的容量换算系数(1/h)；

K_{C3}——各计算阶段中除第 1、2 阶梯时间外放电时间的容量换算系数(1/h)；

K_{Cn}——各计算阶段中最后 1 个阶梯放电时间的容量换算系数(1/h)。

B.3 蓄电池容量选择系数表和冲击放电曲线

表 13-5 GF 型 2000Ah 及以下防酸式铅酸蓄电池容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.75	K_{cc}				0.290		0.460		0.60	0.660		0.780	0.880	0.900	0.972	0.980		0.992
	K_c	1.010	0.900	0.590	0.580	0.467	0.460	0.402	0.40	0.330	0.260	0.260	0.220	0.180	0.162	0.140	0.124	0.124
1.80	K_{cc}				0.260		0.410		0.525	0.600		0.720	0.760	0.850	0.900	0.910		0.920
	K_c	0.900	0.780	0.530	0.520	0.416	0.410	0.354	0.350	0.300	0.240	0.240	0.190	0.170	0.150	0.130	0.115	0.115
1.85	K_{cc}				0.210		0.350		0.480	0.520		0.630	0.700	0.800	0.840	0.854		0.856
	K_c	0.740	0.600	0.430	0.420	0.355	0.350	0.323	0.320	0.260	0.210	0.210	0.175	0.160	0.140	0.122	0.107	0.107
1.90	K_{cc}				0.160		0.280		0.390	0.440		0.540	0.660	0.700	0.750	0.798		0.816
	K_c		0.400	0.330	0.320	0.284	0.280	0.262	0.260	0.220	0.180	0.180	0.165	0.140	0.125	0.114	0.102	0.102
1.95	K_{cc}				0.111		0.192		0.270	0.320		0.390	0.496	0.550	0.648	0.700		0.704
	K_c		0.300	0.228	0.221	0.200	0.192	0.18	0.180	0.160	0.130	0.130	0.124	0.110	0.108	0.100	0.088	0.088

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c \cdot t$（$t$ 放电时间，h）；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(1/h)=\frac{K_{cc}}{t}$（$t$ 放电时间，h）

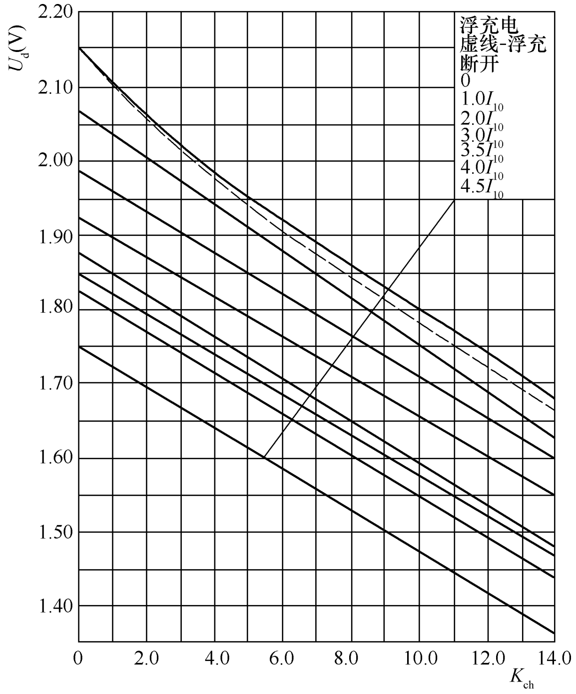


图 13-1　GF 型 2000Ah 及以下防酸式铅酸蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

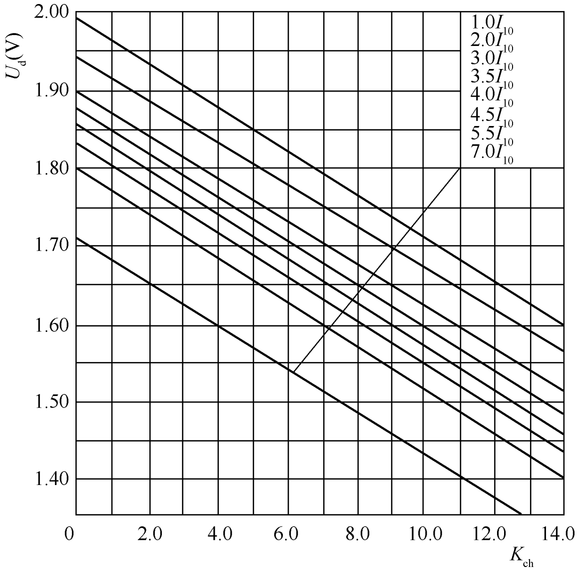


图 13-2　GF 型 2000Ah 及以下防酸式铅酸蓄电池持续放电 0.5h 后冲击放电曲线

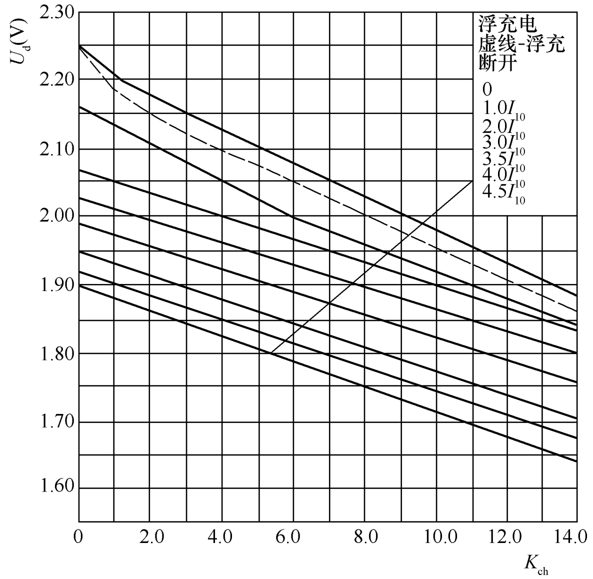


图 13-3 阀控式贫液铅酸蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

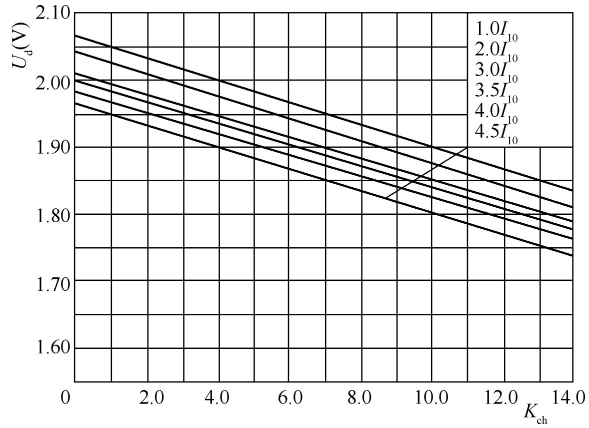


图 13-4 阀控式贫液铅酸蓄电池持续放电 0.5h 后冲击放电曲线

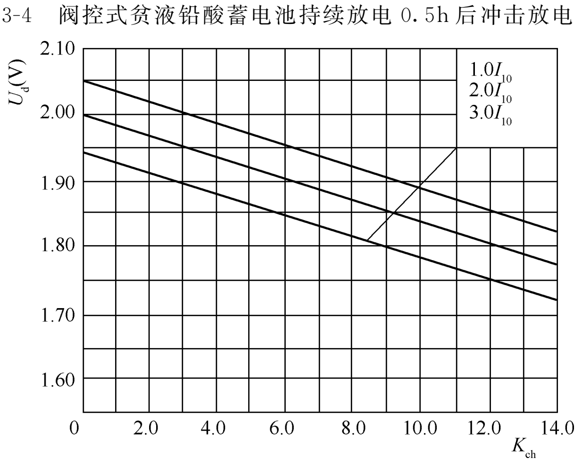


图 13-5 阀控式贫液铅酸蓄电池持续放电 2.0h 后冲击放电曲线

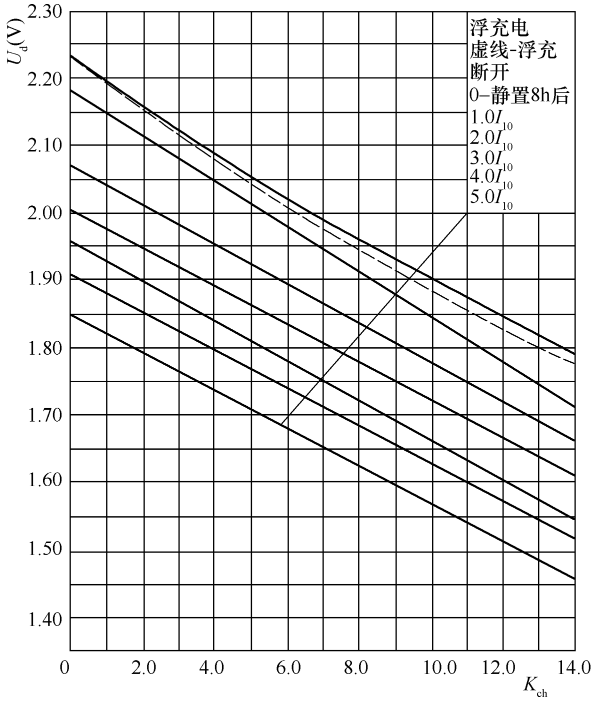


图 13-6 阀控式胶体铅酸蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

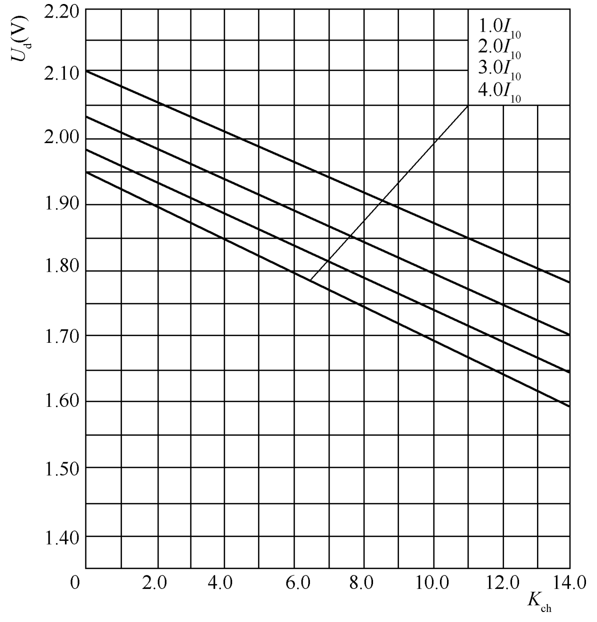


图 13-7 阀控式胶体铅酸蓄电池持续放电 0.5h 后冲击放电曲线

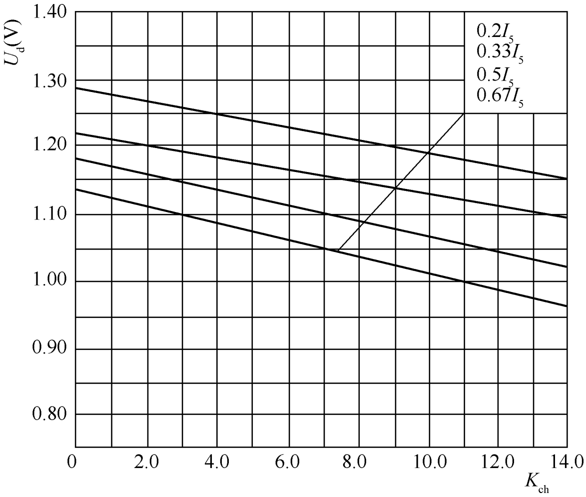


图 13-8　GNZ-500 型镉镍蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

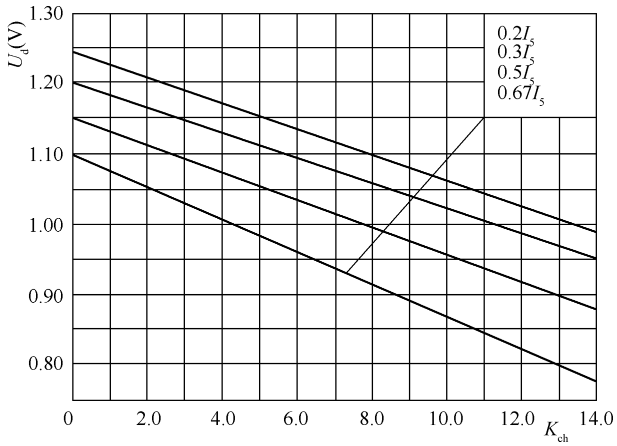


图 13-9　GNZ-500 型镉镍蓄电池持续放电 2.0h 后冲击放电曲线

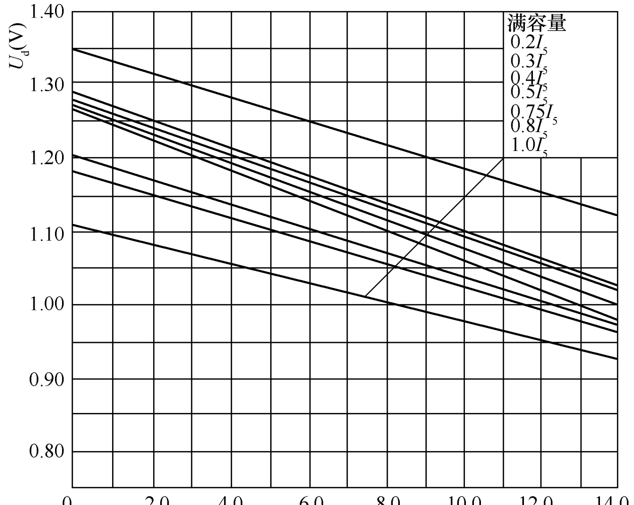


图 13-10　GNFG-20 型镉镍蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

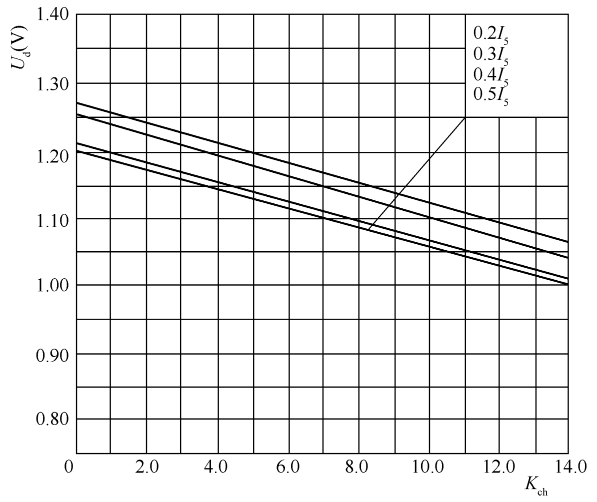


图 13-11　GNFG-20 型镉镍蓄电池持续放电 2.0h 后冲击放电曲线

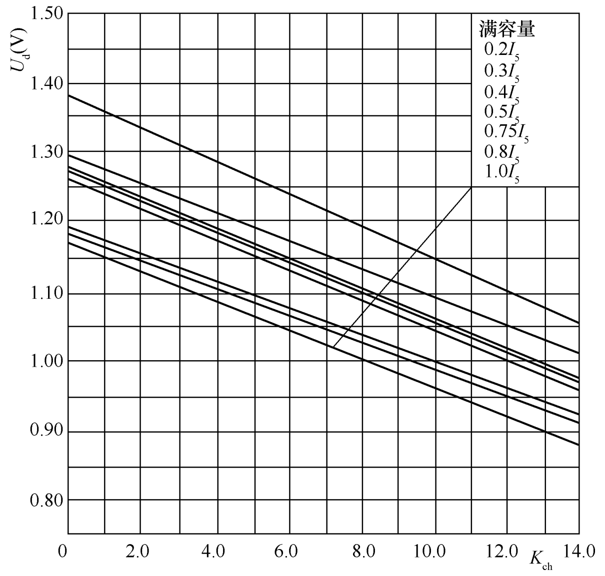


图 13-12　GNFG-40 型镉镍蓄电池持续放电 1.0h 后冲击放电曲线

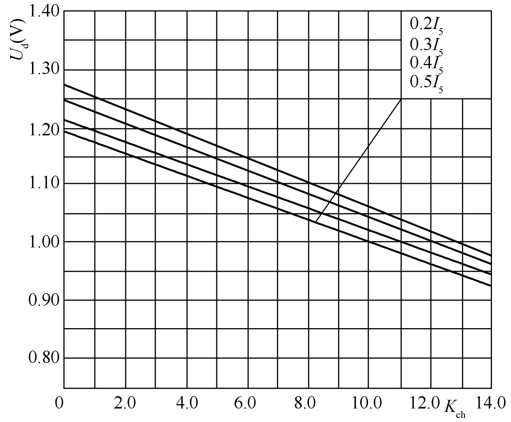


图 13-13　GNFG-40 型镉镍蓄电池持续放电 2.0h 后冲击放电曲线

表 13-6 GFD 型 3000Ah 及以下防酸式铅酸蓄电池(单体 2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.75	K_{cc}				0.310		0.470		0.588	0.640		0.810	0.880	0.950	0.960	1.036		1.040
	K_c	1.010	0.890	0.630	0.620	0.477	0.470	0.395	0.392	0.320	0.270	0.270	0.220	0.190	0.160	0.148	0.130	0.130
1.80	K_{cc}				0.260		0.410		0.530	0.400		0.750	0.820	0.850	0.852	0.910		0.920
	K_c	0.900	0.740	0.530	0.520	0.416	0.410	0.356	0.353	0.200	0.250	0.250	0.205	0.170	0.142	0.130	0.115	0.115
1.85	K_{cc}				0.205		0.340		0.425	0.540		0.660	0.720	0.720	0.780	0.826		0.832
	K_c	0.740	0.610	0.420	0.410	0.345	0.340	0.286	0.283	0.270	0.220	0.220	0.180	0.144	0.130	0.118	0.104	0.104
1.90	K_{cc}				0.160		0.271		0.375	0.440		0.570	0.620	0.620	0.612	0.685		0.672
	K_c		0.470	0.330	0.320	0.275	0.271	0.252	0.250	0.220	1.90	0.190	0.155	0.124	0.102	0.094	0.084	0.084
1.95	K_{cc}				0.111		0.182		0.257	0.332		0.450	0.600	0.520	0.522	0.539		0.544
	K_c		0.280	0.180	0.221	0.185	0.182	0.173	0.171	0.166	0.150	0.150	0.150	0.104	0.087	0.077	0.068	0.068

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$(t—放电时间，h)；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$($t$—放电时间，h)。

表 13-7 阀控式密封铅酸蓄电池(贫液)(单体 2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.75	K_{cc}				0.492		0.615		0.719	0.774		0.867	0.936	0.975	1.014	1.071		1.080
	K_c	1.54	1.53	1.000	0.984	0.620	0.615	0.482	0.479	0.387	0.289	0.289	0.234	0.195	0.169	0.153	0.135	0.135
1.80	K_{cc}				0.450		0.598		0.708	0.748		0.840	0.896	0.950	0.996	1.050		1.056
	K_c	1.45	1.43	0.920	0.900	0.600	0.598	0.476	0.472	0.374	0.28	0.280	0.224	0.190	0.166	0.150	0.132	0.132
1.83	K_{cc}				0.412		0.565		0.683	0.714		0.810	0.868	0.920	0.960	1.015		1.016
	K_c	1.38	1.33	0.843	0.823	0.570	0.565	0.458	0.455	0.357	0.27	0.270	0.217	0.148	0.160	0.145	0.127	0.127

续表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.85	K_{cc}				0.390		0.540		0.642	0.688		0.786	0.856	0.900	0.942	0.980		0.984
	K_c	1.34	1.24	0.800	0.780	0.558	0.540	0.432	0.428	0.344	0.262	0.262	0.214	0.180	0.157	0.140	0.123	0.123
1.87	K_{cc}				0.378		0.520		0.612	0.668		0.774	0.836	0.885	0.930	0.959		0.960
	K_c	1.27	1.18	0.764	0.755	0.548	0.520	0.413	0.408	0.334	0.258	0.258	0.209	0.177	0.155	0.137	0.120	0.120
1.90	K_{cc}				0.338		0.490		0.572	0.642		0.759	0.800	0.850	0.900	0.917		0.944
	K_c	1.19	1.12	0.685	0.676	0.495	0.490	0.383	0.381	0.321	0.253	0.253	0.200	0.170	0.150	0.131	0.118	0.118

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$(t—放电时间,h)；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$($t$—放电时间,h)。

表 13-8　阀控式密封铅酸蓄电池(贫液)(单体 6V 和 12V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.75	K_{cc}				0.500		0.700		0.764	0.870		0.936	0.972	1.000	1.032	1.099		1.136
	K_c	2.080	1.990	1.010	1.000	0.708	0.700	0.513	0.509	0.435	0.312	0.312	0.243	0.200	0.172	0.157	0.142	0.142
1.80	K_{cc}				0.495		0.680		0.756	0.858		0.915	0.956	0.990	1.020	1.085		1.120
	K_c	2.000	1.880	1.000	0.990	0.691	0.680	0.509	0.504	0.429	0.305	0.305	0.239	0.198	0.170	0.155	0.14	0.140
1.83	K_{cc}				0.490		0.656		0.743	0.832		0.891	0.936	0.985	1.008	1.071		1.104
	K_c	1.930	1.820	0.988	0.979	0.666	0.656	0.498	0.496	0.416	0.297	0.297	0.234	0.197	0.168	0.153	0.138	0.138
1.85	K_{cc}				0.482		0.629		0.731	0.816		0.885	0.924	0.980	1.002	1.064		1.008
	K_c	1.810	1.740	0.976	0.963	0.639	0.629	0.489	0.487	0.408	0.295	0.295	0.231	0.196	0.167	0.152	0.136	0.136
1.87	K_{cc}				0.465		0.600		0.729	0.798		0.867	0.880	0.970	0.990	1.043		1.064
	K_c	1.750	1.670	0.943	0.929	0.610	0.600	0.481	0.479	0.399	0.289	0.289	2.220	0.194	0.165	0.149	0.133	0.133

续表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.90	K_{cc}				0.421		0.571		0.693	0.774		0.837	0.884	0.945	0.960	1.001		1.016
	K_c	1.670	1.590	0.585	0.841	0.576	0.571	0.464	0.464	0.387	0.279	0.279	0.211	0.189	0.160	0.143	0.127	0.127

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c \cdot t$（$t$—放电时间，h）；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$（$t$—放电时间，h）。

表 13-9 阀控式密封铅酸蓄电池(胶体)(单体 2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t(min)的 K_{cc} 及 K_c 值																
		5s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	89min	1.5h	2.0h	179min	3.0h	4.0h	5.0h	6.0h	7.0h	479min	8.0h
1.80	K_{cc}				0.405		0.520		0.630	0.660		0.750	0.784	0.830	0.864	0.889		0.928
	K_c	1.23	1.17	0.820	0.810	0.530	0.520	0.430	0.420	0.330	0.250	0.250	0.196	0.166	0.144	0.127	0.116	0.116
1.83	K_{cc}				0.365		0.490		0.570	0.620		0.690	0.760	0.810	0.820	0.840		0.912
	K_c	1.12	1.06	0.740	0.73	0.500	0.490	0.390	0.380	0.310	0.230	0.230	0.190	0.162	0.138	0.120	0.114	0.114
1.87	K_{cc}				0.330		0.450		0.555	0.580		0.660	0.720	0.780	0.804	0.819		0.880
	K_c	1.00	0.94	0.670	0.660	0.460	0.450	0.376	0.370	0.290	0.220	0.220	0.180	0.156	0.134	0.117	0.110	0.110
1.90	K_{cc}				0.300	0.424		0.525	0.548		0.630	0.688	0.750	0.780	0.812		0.816	
	K_c	0.87	0.86	0.650	0.600	0.430	0.424	0.360	0.350	0.274	0.210	0.210	0.172	0.150	0.130	0.116	0.102	0.102
1.93	K_{cc}				0.270		0.400		0.465	0.520		0.570	0.660	0.675	0.708	0.735		0.792
	K_c	0.82	0.79	0.550	0.540	0.410	0.400	0.320	0.310	0.260	0.190	0.190	0.165	0.135	0.118	0.105	0.099	0.099

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c \cdot t$（$t$—放电时间，h）；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$（$t$—放电时间，h）。

表 13-10　中倍率 GNZ 型 200Ah 及以上碱性镉镍蓄电池(单体 1.2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值															
		30s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h	1.5h	119min	2.0h	2.5h	179min	3.0h	239min	4.0h	299min	5.0h
1.00	K_{cc}				0.655		0.84	1.035		1.20	1.375		1.56		1.92		2.20
	K_c	2.46	2.20	1.32	1.310	0.85	0.84	0.690	0.61	0.60	0.550	0.52	0.52	0.48	0.48	0.46	0.46
1.05	K_{cc}				0.515		0.69	0.900		1.08	1.200		1.38		1.72		2.00
	K_c	2.12	1.83	1.04	1.030	0.70	0.69	0.600	0.55	0.54	0.480	0.46	0.46	0.43	0.43	0.40	0.40
1.07	K_{cc}				0.435		0.64	0.840		0.98	1.100		1.23		1.52		1.80
	K_c	1.90	1.72	0.88	0.870	0.65	0.64	0.560	0.50	0.49	0.440	0.41	0.41	0.38	0.38	0.36	0.36
1.10	K_{cc}				0.380		0.56	0.720		0.84	0.975		1.11		1.40		1.65
	K_c	1.70	1.48	0.77	0.760	0.57	0.56	0.480	0.43	0.42	0.390	0.37	0.37	0.35	0.35	0.33	0.33
1.15	K_{cc}				0.350		0.50	0.660		0.78	0.900		1.20		1.28		1.45
	K_c	1.55	1.38	0.71	0.700	0.51	0.50	0.440	0.40	0.39	0.360	0.34	0.34	0.32	0.32	0.29	0.29
1.17	K_{cc}				0.335		0.47	0.615		0.74	0.850		0.93		1.12		1.30
	K_c	1.40	1.28	0.68	0.670	0.48	0.47	0.410	0.38	0.37	0.340	0.31	0.31	0.28	0.28	0.26	0.26
1.19	K_{cc}				0.320		0.45	0.585		0.70	0.800		0.87		1.04		1.20
	K_c	1.30	1.20	0.65	0.640	0.46	0.45	0.390	0.36	0.35	0.320	0.29	0.29	0.26	0.26	0.24	0.24

注:容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$($t$—放电时间,h);容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$($t$—放电时间,h)。

表 13-11 中倍率 GNZ 型 200Ah 以下碱性镉镍蓄电池(单体 1.2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值									
		30s	1min	5min	10min	15min	20min	29min	0.5h	59min	1.0h
1.00	K_{cc}								0.77		1.03
	K_c	3.00	2.75	2.20	2.00	1.87	1.70	1.55	1.54	1.04	1.03
1.05	K_{cc}								0.69		0.97
	K_c	2.50	2.25	1.91	1.75	1.62	1.53	1.39	1.38	0.98	0.97
1.07	K_{cc}								0.65		0.93
	K_c	2.20	2.01	1.78	1.64	1.55	1.46	1.31	1.30	0.94	0.93
1.10	K_{cc}								0.61		0.90
	K_c	2.00	1.88	1.63	1.50	1.41	1.33	1.22	1.21	0.91	0.90
1.15	K_{cc}								0.57		0.86
	K_c	1.91	1.71	1.52	1.40	1.32	1.25	1.14	1.13	0.87	0.86
1.17	K_{cc}								0.54		0.82
	K_c	1.75	1.60	1.45	1.35	1.28	1.20	1.09	1.08	0.83	0.82
1.19	K_{cc}								0.53		0.79
	K_c	1.60	1.50	1.41	1.32	1.23	1.16	1.06	1.05	0.80	0.79

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$(t—放电时间，h)；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$($t$—放电时间，h)。

表 13-12 高倍率 GNFG(C)20Ah 及以下碱性镉镍蓄电池(单体 1.2V)的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值					
		30s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h
1.00	K_{cc}				1.32		1.77
	K_c	10.5	9.60	2.64	2.63	1.78	1.77
1.05	K_{cc}				1.17		1.68
	K_c	9.60	9.00	2.35	2.34	1.69	1.68
1.07	K_{cc}				1.12		1.61
	K_c	9.40	8.20	2.25	2.24	1.62	1.61
1.10	K_{cc}				1.05		1.50
	K_c	8.80	7.60	2.11	2.10	1.51	1.50
1.14	K_{cc}				0.95		1.39
	K_c	7.20	6.50	1.91	1.90	1.40	1.39
1.15	K_{cc}				0.90		1.33
	K_c	6.50	5.70	1.80	1.79	1.34	1.33
1.17	K_{cc}				0.77		1.19
	K_c	5.30	4.98	1.54	1.53	1.20	1.19

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$($t$—放电时间，h)；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$($t$—放电时间，h)。

表 13-13 高倍率 40Ah 及以上碱性镉镍蓄电池（单体 1.2V）的容量选择系数表

放电终止电压/V	容量系数和容量换算系数	不同放电时间 t 的 K_{cc} 及 K_c 值					
		30s	1min	29min	0.5h	59min	1.0h
1.00	K_{cc}				1.32		1.84
	K_c	10.5	9.80	2.65	2.64	1.85	1.84
1.05	K_{cc}				1.18		1.70
	K_c	9.80	9.00	2.37	2.36	1.71	1.70
1.07	K_{cc}				1.13		1.60
	K_c	9.20	8.10	2.26	2.25	1.61	1.60
1.10	K_{cc}				1.03		1.49
	K_c	8.50	7.30	2.06	2.05	1.50	1.49
1.14	K_{cc}				0.95		1.37
	K_c	7.00	6.40	1.91	1.90	1.38	1.37
1.15	K_{cc}				0.90		13.2
	K_c	6.20	5.80	1.81	1.80	1.33	1.32
1.17	K_{cc}				0.84		1.20
	K_c	5.60	5.20	1.69	1.68	1.21	1.20

注：容量系数 $K_{cc}=\frac{C_t}{C_{10}}=K_c\cdot t$（$t$—放电时间，h）；容量换算系数 $K_c=\frac{I_t}{C_{10}}(I/h)=\frac{K_{cc}}{t}$（$t$—放电时间，h）。

13.3 充电器的选择及容量计算

13.3.1 充电器的要求

规范引用 **《电力工程直流系统设计技术规程》（DL/T 5044—2004）**

7.2.1 充电装置的技术特性要求

1. 应满足蓄电池组的充电和浮充电要求。
2. 应为长期连续工作制。
3. 充电装置应具有稳压、稳流及限流性能。
4. 应具有自动和手动浮充电、均衡充电和稳流、限流充电等功能。
5. 充电装置的交流电源输入宜为三相制，额定频率为 50Hz，额定电压为 380（1±10%）V。小容量充电装置的交流电源输入电压可采用单相 220（1±10%）V。
6. 1 组蓄电池配置 1 套充电装置的直流系统，充电装置的交流电源宜设 2 个回路，运行中 1 回路工作，另 1 回路备用。当工作电源故障时，应自动切换到备用电源。
7. 充电装置的主要技术参数应满足表 13-14 的要求。

表 13-14　充电装置的主要技术参数表

项目＼型式	晶闸管		高频开关
	Ⅰ型	Ⅱ型	
稳压精度	≤±0.5％	≤±1％	≤±0.5％
稳流精度	≤±1％	≤±2％	≤±1％
波纹系数	≤1％	≤1％	≤0.5％
效率	≥75％	≥75％	≥90％
噪声	＜60dB	＜60dB	＜55dB

8．高频开关电源模块选择和配置要求(参见附录 C.2)。

9．高频开关电源模块基本性能要求如下：

(1)均流：在多个模块并联工作状态下运行时，各模块承受的电流应能做到自动均分负载，实现均流；在 2 台及以上模块并联运行时，其输出的直流电流为额定值时，均流不平衡度应不大于±5％额定电流值。

(2)功率因数：功率因数应不小于 0.90。

(3)谐波电流含量：在模块输入端施加的交流电源符合标称电压和额定频率要求时，在交流输入端产生的各高次谐波电流含有率应不大于 30％。

(4)振荡波抗扰度：应能承受 GB/T 17626.12—1998 表 2 中规定的三级的振荡波抗扰度。

(5)静电放电抗扰度：应能承受 GB/T 17626.2—1998 表 2 中规定的三级的静电放电抗扰度。

C.2.1　高频开关电源模块配置和数量选择

1．方式 1：每组蓄电池配置一组高频开关电源模块，其模块选择方法如下

基本模块的数量

$$n=n_1+n_2$$

铅酸蓄电池：
$$n_1=\frac{1.0I_{10}\sim1.25I_{10}}{I_{me}}+\frac{I_{jc}}{I_{me}}$$

镉镍碱性蓄电池：
$$n_1=\frac{1.0I_5\sim1.25I_5}{I_{me}}+\frac{I_{jc}}{I_{me}}$$

附加模块的数量

$n_2=1$(当 $n_1\leqslant6$ 时)；

$n_2=2$(当 $n_1\geqslant7$ 时)。

式中：I_{10}——铅酸蓄电池 10h 放电率电流(A)；

I_5——镉镍碱性蓄电池 5h 放电率电流(A)；

I_{jc}——经常负荷电流(A)；

I_{me}——单个模块额定电流(A)；

n——高频开关电源模块选择的数量，当模块选择数量不为整数时，可取邻近值，但模块数量宜≥3。

2．方式 2：一组蓄电池配置二组高频开关电源模块或二组蓄电池配置三组高频开关电

源模块,其模块选择方法如下：

铅酸蓄电池：$n=\frac{I_{10}}{I_{me}}$；镉镍碱性蓄电池：$n=\frac{I_5}{I_{me}}$。

13.3.2 充电器的选择

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.2.2 充电装置的选择(参见附录C.1)

充电装置的额定电流的选择应满足下列条件：

1. 满足浮充电要求。浮充输出电流应按蓄电池自放电电流与经常负荷电流之和计算。

2. 有初充电要求的应满足初充电要求。初充电的输出电流：

(1)铅酸蓄电池应按1.0～1.25I_{10}选择。

(2)镉镍碱性蓄电池应按1.0～1.25I_5选择。

3. 满足均衡充电要求。均衡充电的输出电流：

(1)铅酸蓄电池应按1.0～1.25I_{10}并叠加经常负荷电流选择。

(2)镉镍碱性蓄电池应按1.0～1.25I_5并叠加经常负荷电流选择。

但当蓄电池脱开直流母线,单独进行均衡充电时,可不计入经常负荷电流。

7.2.3 充电装置的输出电压调节范围,应满足蓄电池放电末期和充电末期电压的要求。参见表13-15。

表13-15 充电装置的输出电压和电流调节范围表

交流输入	相数			三相或单相			
	额定频率			50×(1±2%)Hz			
	额定电压			380×(1±10%)V/220×(1±10%)V			
直流输出	额定值	电压		220V	110V	48V	24V
		电流		5A、10A、16A、20A、25A、31.5A、40A、50A、63A、80A、100A、125A、160A、200A、250A、315A、400A、500A			
	充电	电压调节范围	阀控式	198V～260V	99V～130V	36V～60V	18V～30V
			防酸式	198V～300V	99V～150V	40V～72V	20V～36V
			镉镍式	198V～300V	99V～150V	40V～72V	20V～36V
		电流调节范围		30%～100%			
	浮充电	电压调节范围	阀控式	220V～240V	110V～120V	48V～52V	24V～26V
			防酸式	220V～240V	110V～120V	48V～52V	24V～26V
			镉镍式	220V～240V	110V～120V	48V～52V	24V～26V
		电流调节范围		0%～100%			
	电压调节范围	电压调节范围	阀控式	230V～260V	115V～130V	48V～52V	24V～26V
			防酸式	230V～300V	115V～150V	48V～72V	24V～36V
			镉镍式	230V～300V	115V～150V	48V～72V	24V～36V
		电流调节范围		30%～100%			

C.1.1 充电装置额定电流选择

1 满足浮充电要求

铅酸蓄电池：$I_r = 0.01I_{10} + I_{jc}$

镉镍碱性蓄电池：$I_r = 0.01I_5 + I_{jc}$

2 满足初充电要求

铅酸蓄电池：$I_r = 1.0I_{10} \sim 1.25I_{10}$

镉镍碱性蓄电池：$I_r = 1.0I_5 \sim 1.25I_5$

3 满足均衡充电要求

铅酸蓄电池：$I_r = (1.0I_{10} \sim 1.25I_{10}) + I_{jc}$

镉镍碱性蓄电池：$I_r = (1.0I_5 \sim 1.25I_5) + I_{jc}$

当均衡充电的蓄电池组不与直流母线连接时，$I_{jc} = 0$。

式中：I_r——充电装置额定电流（A）；

I_{jc}——直流系统的经常负荷电流（A）；

I_{10}——铅酸蓄电池 10h 放电率电流（A）；

I_5——镉镍碱性蓄电池 5h 放电率电流（A）。

C.1.2 充电装置输出电压选择

$$U_r = nU_{cm}$$

式中：U_r——充电装置的额定电压（V）；

n——蓄电池组单体个数；

U_{cm}——充电末期单体蓄电池电压（V）（防酸式铅酸蓄电池为 2.70V，阀控式铅酸蓄电池为 2.40V，镉镍碱性蓄电池为 1.70V）。

C.1.3 充电装置回路设备选择

充电装置回路设备选择见表 13-16：

表 13-16 充电装置回路设备选择表 （单位：A）

<table>
<tr><td>充电装置额定电流</td><td>20</td><td>25</td><td>31.5</td><td>40</td><td>50</td><td>63</td><td>80</td></tr>
<tr><td>熔断器及刀开关额定电流</td><td colspan="6">63</td><td>100</td></tr>
<tr><td>直流断路器额定电流</td><td colspan="2">32</td><td colspan="3">63</td><td colspan="2">100</td></tr>
<tr><td>电流表测量范围</td><td colspan="2">0～30</td><td colspan="2">0～50</td><td colspan="2">0～80</td><td>0～100</td></tr>
<tr><td>充电装置额定电流</td><td>100</td><td>125</td><td>160</td><td>200</td><td>250</td><td>315</td><td>400</td></tr>
<tr><td>熔断器及刀开关额定电流</td><td colspan="2">160</td><td>200</td><td colspan="2">300</td><td>400</td><td>630</td></tr>
<tr><td>直流断路器额定电流</td><td colspan="4">225</td><td colspan="2">400</td><td>630</td></tr>
<tr><td>电流表测量范围</td><td colspan="2">0～150</td><td>0～200</td><td colspan="2">0～300</td><td>0～400</td><td>0～500</td></tr>
</table>

13.4 直流设备的选择和布置设计

13.4.1 电缆的选择

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.3.1 蓄电池组引出线为电缆时,其正极和负极的引出线不应共用一根电缆。选用多芯电缆时,其允许载流量可按同截面单芯电缆数值计算。

7.3.2 蓄电池组与直流柜之间连接电缆及动力馈线的电缆截面选择应符合下列规定:

1 蓄电池组与直流柜之间连接电缆长期允许载流量的计算电流,应取蓄电池1h放电率电流;允许电压降应根据蓄电池组出口端最低计算电压值选取,不宜小于直流系统标称电压的1%,其计算电流应取蓄电池1h放电率电流或事故放电初期(1min)冲击放电电流二者中的大者。

2 直流柜及直流分电柜动力馈线的电缆截面,应根据回路最大负荷电流,并按蓄电池组出口端最低计算电压值和用电设备允许最低电压值之差作为允许电压降进行选择。

3 直流柜与直流分电柜间的电缆截面,应根据分电柜最大负荷电流选择。电压降宜取直流系统标称电压的0.5%~1%,也可按蓄电池组出口端最低计算电压值选取合理数值。

7.3.3 断路器电磁操动机构合闸回路电缆截面的选择应符合下列规定:

1 当蓄电池浮充运行时,应保证最远1台断路器可靠合闸所需电压(合闸网络为环状供电时,应按任一电源侧电缆断开的条件)。

2 当事故放电直流母线电压在最低电压值时,应保证恢复供电的断路器能可靠合闸所需电压。

7.3.4 由直流柜和直流分电柜引出的控制、信号和保护馈线应选择铜芯电缆,其电压降不应大于直流系统标称电压的5%。

7.3.5 电缆截面选择计算可参见附录D。

7.3.6 直流电缆的选择和敷设应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)中有关的规定。

附录D(资料性附录)电缆截面选择

D.1 计算公式

电缆截面应按电缆长期允许载流量和回路允许电压降两个条件选择。其计算公式如下:

按电缆长期允许载流量:$I_{pc} \geqslant I_{ca1}$

按回路允许电压降:$S_{cac}=\dfrac{\rho \cdot 2LI_{ca}}{\Delta U_{p}}$

式中:I_{pc}——电缆允许载流量(A);

I_{ca}——计算电流(A)(见表13-17,取I_{ca1}和I_{ca2}中的大者);

I_{ca1}——回路长期工作计算电流(A);

I_{ca2}——回路短时工作计算电流(A);

S_{cac}——电缆计算截面(mm^2);

ρ——电阻系数,铜导体 $\rho=0.0184\Omega\cdot mm^2/m$,铝导体 $\rho=0.031\Omega\cdot mm^2/m$;

L——电缆长度(m);

ΔU_p——回路允许电压降(V)(见表 13-18)。

D.2 计算参数

表 13-17 直流系统不同回路的计算电流 I_{ca}

回路名称		回路计算电流和计算公式	备注
蓄电池回路		$I_{ca1}=I_{d1h}$ $I_{ca2}=I_{ch0}$	I_{d1h}——蓄电池 1h 放电率电流 I_{ch0}——事故初期(1min)冲击放电电率
充电装置输出回路		$I_{ca1}=I_{ca2}=I_{cn}$	I_{cn}——充电装置额定电流
直流馈流	直流电动机回路	$I_{ca1}=I_{nM}$ $I_{ca2}=I_{stM}=K_{stM}\cdot I_{nM}$	K_{stM}——电动机启动电流系数 2.0 I_{stM}——电动机启动电流 I_{nM}——电动机额定电流
	电磁机构合闸回路	$I_{ca2}=I_{c1}$	I_{c1}——合闸线圈合闸电流
	交流不停电电源输入回路	$I_{ca1}=I_{ca2}=I_{Un}/\eta$	I_{Un}——装置的额定功率/直流系统标称电压 η——装置的效率
	事故照明回路	$I_{ca1}=I_{ca2}=I_c$	I_c——照明馈线计算电流
	控制、保护和信号回路	$I_{ca1}=I_{ca2}=I_{cc}$ $I_{ca1}=I_{ca2}=I_{cp}$ $I_{ca1}=I_{ca2}=I_{cs}$	I_{cc}——控制馈线计算电流 I_{cp}——保护馈线计算电流 I_{cs}——信号馈线计算电流
	直流分电柜回路	$I_{ca1}=I_{ca2}=I_d$	I_d——直流分电柜计算电流
	DC/DC 变换器输入回路	$I_{ca1}=I_{ca2}=I_{Tn}/\eta$	I_{Tn}——交换器的额定功率/直流系统标称电压 η——变换器的效率

表 13-18 直流系统不同回路允许电压降(ΔU_p)计算公式

回路名称		允许电压降 ΔU_p/V		备注
		电压控制法	阶梯计算法	
蓄电池回路		$\Delta U_p \geqslant 10\%U_n$	$\Delta U_p \leqslant 10\%U_n$	U_n——直流系数标称电压 U_{D0}——蓄电池放电初期(1min)端电压 U_{Dm}——蓄电池放电末期或某一严重放电(即最低电压)阶段末期端电压 K_1——电动机启动电压系数,取 $K_1=0.85$
直流分电柜回路		$\Delta U_p \geqslant 1\%U_n$	$\Delta U_p=0.5\%U_n \sim 1\%U_n$	
直流负荷馈线	直流电动机回路	$\Delta U_p=U_{D0}-K_1U_n$ (计算电流 I_{ca2}) $\Delta U_p=U_{Dm}-K_1U_n$ (计算电流 I_{ca1})	$\Delta U_p=2.5\%U_n$ (计算电流 I_{ca1})	
	电磁机构合闸回路	$\Delta U_p=U_{Dm}-K_2U_n$	$\Delta U_p=2.5\%U_n$	
	交流不停电电源回路	$\Delta U_p=U_{Dm}-K_3U_n$	$\Delta U_p=3\%U_n \sim 5\%U_n$	
	事故照明回路	$\Delta U_p=U_{Dm}-K_3U_n$	$\Delta U_p=1.5\%U_n \sim 2\%U_n$	

续表

回路名称		允许电压降 ΔU_p/V		备注
		电压控制法	阶梯计算法	
直流负荷馈线	控制、保护和信号回路	$\Delta U_p = U_{Dm} - K_3 U_n$	$\Delta U_p = 5\% U_n$	K_2——电磁机构合闸电压系数，取 $K_2 = 0.85$ K_3——装置允许最低工作电压系数，取 $K_3 = 0.80$
	DC/DC 变换器回路	$\Delta U_p = U_{Dm} - K_3 U_n$	$\Delta U_p = 0.5\% U_n \sim 1\% U_n$	

注：①对电压控制法，不同回路允许电压降(ΔU_p)应根据蓄电池容量选择中电压水平计算的结果来确定，一般均不小于阶梯计算法所取数值。

②计算电磁机构合闸回路电压降，应保证最远一台断路器可靠合闸. 在环形网络供电时，应按任一侧电源断开的最不利条件计算。

③对环形网络供电的控制、保护和信号回路的电压降，应按直流柜至环形网络最远断开点的回路计算。

13.4.2 蓄电池试验放电装置的选择

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.4.1 试验放电装置的额定电流：

1. 铅酸蓄电池应为 $1.10 \sim 1.30 I_{10}$。

2. 镉镍碱性蓄电池应为 $1.10 \sim 1.30 I_5$。

7.4.2 试验放电装置宜采用电热器件或有源逆变放电装置。

13.4.3 直流短路器的选择

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.5.1 直流断路器应具有速断保护和过电流保护功能。可带有辅助触点和报警触点。

7.5.2 直流断路器选择可参见附录 E。

1. 额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

2. 额定电流应大于回路的最大工作电流。

(1)蓄电池出口回路应按蓄电池 1h 放电率电流选择。并应按事故放电初期(1min)放电电流校验保护动作的安全性，且应与直流馈线回路保护电器相配合。

(2)断路器电磁操动机构的合闸回路，可按 0.3 倍额定合闸电流选择，但直流断路器过载脱扣时间应大于断路器固有合闸时间。

(3)直流电动机回路，可按电动机的额定电流选择。

3. 断流能力应满足直流系统短路电流的要求。

4. 各级断路器的保护动作电流和动作时间应满足选择性要求，考虑上、下级差的配合，且应有足够的灵敏系数。

E.1　断路器的额定电压

额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

E.2　断路器的额定短路分断电流

额定分断电流应大于通过直流断路器的最大短路电流。

E.3　断路器的额定电流

E.3.1　充电装置输出回路

断路器额定电流按充电装置额定输出电流选择，即

$$I_n \geqslant K_K I_{rn}$$

式中：I_{rn}——充电装置额定输出电流（A）；

K_K——可靠系数，取1.2。

E.3.2　直流电动机回路

$$I_n \geqslant I_{nM}$$

式中：I_n——直流断路器额定电流（A）；

I_{nM}——电动机额定电流（A）。

E.3.3　断路器电磁操动机构的合闸回路

$$I_n \geqslant K_{c2} I_{c1}$$

式中：I_n——直流断路器额定电流（A）；

K_{c2}——配合系数，取0.3；

I_{c1}——断路器电磁操动机构合闸电流（A）。

E.3.4　控制、保护、信号回路

$$I_n \geqslant K_c (I_{cc} + I_{cp} + I_{cs})$$

式中：I_n——直流断路器额定电流（A）；

K_c——同时系数，取0.8；

I_{cc}——控制负荷计算电流（A）；

I_{cp}——保护负荷计算电流（A）；

I_{cs}——信号负荷计算电流（A）。

E.3.5　直流分电柜电源回路

1. 断路器额定电流按直流分电柜上全部用电回路的计算电流之和选择，即

$$I_n \geqslant K_c \sum (I_{cc} + I_{cp} + I_{cs})$$

式中：I_{cc}——控制负荷计算电流（A）；

I_{cp}——保护负荷计算电流（A）；

I_{cs}——信号负荷计算电流（A）；

K_c——同时系数，取0.8。

2. 为保证保护动作选择性的要求，断路器的额定电流还应大于直流分电柜馈线断路器的额定电流，它们之间的电流极差不宜小于4级。

E.3.6　蓄电池组出口回路

1. 断路器额定电流按蓄电池的1h放电率电流选择，即

$$I_n \geqslant I_{1h}$$

式中：I_{1h}——蓄电池1h放电率电流（A），铅酸蓄电池可取$5.5I_{10}$，中倍率镉镍碱性蓄电池可取$7.0I_5$，高倍率镉镍碱性蓄电池可取$20.0I_5$；

I_{10}——铅酸蓄电池10h放电率电流(A);

I_5——镉镍碱性蓄电池5h放电率电流(A)。

2. 按保护动作选择性条件,即额定电流应大于直流馈线中断路器额定电流最大的一台来选择,即

$$I_n > K_{c4} I_{n.\max}$$

式中:$I_{n.\max}$——直流馈线中直流断路器最大的额定电流(A);

K_{c4}——配合系数,一般可取2.0,必要时取3.0。

取以上二种情况中电流最大者为断路器额定电流,并应满足蓄电池出口回路短路时灵敏系数的要求。同时还应按事故初期(1min)冲击放电电流校验保护动作时间。

E.4 直流断路器的保护整定

E.4.1 过负荷长延时保护(脱扣器)

1. 按断路器的额定电流整定

$$I_{DZ} \geqslant K_K I_n$$

2. 根据下一级断路器的额定电流进行整定

$$I_{n1} \geqslant K_{c1} I_{n2}$$

$$t_1 > t_2$$

式中:I_{DZ}——保护(脱扣器)动作电流(A);

K_K——可靠系数,取1.05;

I_n——断路器额定电流(A);

K_{c1}——上、下级断路器保护(脱扣器)配合系数,取$K_{c1} \geqslant 1.6$;

I_{n1},I_{n2}——上、下级断路器额定电流(A);

t_1,t_2——上、下级断路器在相同电流作用下的保护动作时间。

原则上应选择微型、塑壳式、框架式等不同系列的直流断路器,额定电流应从小到大,它们之间的电流级差不宜小于4级。

E.4.2 短路瞬时保护(脱扣器)

1. 按断路器额定电流倍数整定

$$I_{DZ} \geqslant K_n I_n$$

2. 按下一级断路器短路瞬时保护(脱扣器)电流配合整定

$$I_{DZ1} \geqslant K_{c2} I_{DZ2}$$

式中:I_{DZ}——保护(脱扣器)动作电流(A);

K_n——额定电流倍数,一般取10;

I_n——断路器额定电流(A);

K_{c2}——上、下级断路器瞬时保护(脱扣器)配合系数,取$K_{c2} \geqslant 4.0$;

I_{DZ1},I_{DZ2}——上、下级断路器瞬时保护(脱扣器)动作电流(A)。

当配合系数不满足要求时,可提高上级断路器额定电流,以提高断路器瞬时保护(脱扣器)动作电流。但应进行灵敏系数计算,防止断路器拒动。

当直流断路器具有限流功能时,上式可写为

$$I_{DZ1} \geqslant K_{c2} I_{DZ2} / K_{XL}$$

式中:K_{XL}——限流系数,其数值应由产品厂家提供,一般可取0.60~0.80。

3. 根据附录G.1计算各断路器安装处短路电流,校验各级断路器的动作情况

$$I_{DK}=nU_o/[n(r_b+r_1)+\sum r_j+\sum r_K]$$

$$K_L=I_{DK}/I_{DZ}$$

式中：I_{DK}——断路器安装处短路电流(A)；

n——蓄电池组单体个数；

U_o——蓄电池开路电压(V)；

r_b——蓄电池内阻(Ω)；

r_1——蓄电池间连接条或导体电阻(Ω)；

$\sum r_j$——蓄电池组至断路器安装处连接电缆或导体电阻之和(Ω)；

$\sum r_K$——相关断路器触头电阻之和(Ω)；

K_L——灵敏系数，应不低于1.25；

I_{DZ}——断路器瞬时保护(脱扣器)动作电流(A)。

E.4.3 短路短延时保护(脱扣器)

1. 当上、下级断路器安装处较近，短路电流相差不大，引起短路瞬时保护(脱扣器)误动作时，应选用短路短延时保护(脱扣器)。

2. 短路短延时保护(脱扣器)整定电流按E.4.2计算。

3. 各级短路短延时保护(脱扣器)的时间级差应在保证选择性要求下，根据产品允许级差，选择其最小值。

13.4.4 熔断器的选择

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.6.1 直流回路采用熔断器做为保护电器时，应装设隔离电器，如刀开关，也可采用熔断器和刀开关合一的刀熔开关。

7.6.2 蓄电池出口回路熔断器应带有报警触点，其他回路熔断器，必要时可带有报警触点。

7.6.3 熔断器的选择

1. 额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

2. 额定电流应大于回路的最大工作电流。

(1)蓄电池出口回路应按蓄电池1h放电率电流选择，并应与直流馈线回路保护电器相配合。

(2)断路器电磁操动机构的合闸回路，可按0.2～0.3倍额定合闸电流选择，但熔断器的熔断时间应大于断路器固有合闸时间。

(3)直流电动机回路，可按电动机的额定电流选择。

3. 断流能力应满足直流系统短路电流的要求。

4. 应满足各级熔断器动作时间的选择性要求，同时要考虑上、下级差的配合。

13.4.5 刀开关

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.7.1 额定电压应大于或等于回路的最高工作电压。

7.7.2 额定电流应大于回路的最大工作电流。

1. 蓄电池出口回路应按蓄电池1h放电率电流选择。

2. 断路器电磁操动机构的合闸回路,可按0.2～0.3倍的额定合闸电流选择。

3. 母线分段开关和联络回路,可按全部负荷的60%选择。

7.7.3 动稳定应满足直流系统短路电流的要求。

7.7.4 必要时刀开关可带有辅助触点。

13.4.6 降压装置

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.8.1 降压装置宜由硅元件构成,应有防止硅元件开路的措施。

7.8.2 硅元件的额定电流应满足所在回路最大持续负荷电流的要求,并应有承受冲击电流的短时过载和承受反向电压的能力。

13.4.7 直流柜

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.9.1 直流柜采用加强型结构,防护等级不低于IP20。

7.9.2 直流柜分为直流电源进线柜、直流馈线柜、充电装置柜、蓄电池柜以及直流分电柜。

7.9.3 直流柜外形尺寸宜采用800mm×600mm×2260mm(宽×深×高)。

7.9.4 直流柜正面可按模数分隔成多个功能单元格,各自独立,通过插件或插头实现相互间的联系。每一单元格集中布置1个单元的设备,操作设备布置在中央,测量表计可布置在侧上方。

7.9.5 直流柜正面操作设备的布置高度不应超过1800mm,距地高度不应低于400mm。

7.9.6 直流柜内电流在63A及以下的直流馈线,应经电力端子出线。端子宜装设在柜的两侧或中部下方,以便于电缆连接和装设接地检测装置的传感器。

7.9.7 直流柜内主母线宜采用阻燃绝缘铜母线,应按蓄电池1h放电率电流选择截面,并应进行短路电流热稳定校验和按最大负荷电流校验其温度不超过绝缘体的允许事故过负荷温度(参见附录F)。

7.9.8 直流柜内主母线及其相应回路,应能满足直流母线出口短路时的动稳定要求。

1. 蓄电池容量为800Ah及以下的直流系统,可按10kA短路电流考虑;

2. 蓄电池容量为800～1600Ah的直流系统,可按20kA短路电流考虑;

3. 蓄电池容量大于1600Ah时,应进行短路电流计算(参见附录G.1)。

7.9.9 直流柜体应设有保护接地,接地处应有防锈措施和明显标志。

7.9.10 蓄电池柜隔架最低距地不小于150mm,最高距地不超过1700mm。

13.4.8 直流电源成套装置

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

7.10.1 直流电源成套装置包括蓄电池组、充电装置和直流馈线,根据设备体积大小,可以合并组柜或分别设柜,其有关技术要求应符合本规程的相关规定。

7.10.2 直流电源成套装置宜采用阀控式密封铅酸蓄电池、高倍率镉镍碱性蓄电池或中倍率镉镍碱性蓄电池。蓄电池组容量不宜太大:

1. 阀控式密封铅酸蓄电池,容量为200Ah及以下;
2. 高倍率镉镍碱性蓄电池,容量为40Ah及以下;
3. 中倍率镉镍碱性蓄电池,容量为100Ah及以下。

13.4.9 直流柜的布置

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

8.1.1 直流系统的直流电源进线柜、直流馈线柜、充电装置柜宜布置在蓄电池室附近专用的直流电源室、电气继电器室或电气控制室内。

8.1.2 直流电源成套装置可布置在电气控制室,但室内应保持良好通风。

8.1.3 直流分电柜应布置在该直流负荷中心附近。

8.1.4 直流柜前后应留有运行和检修通道。通道宽度见表13-19。

表13-19 运行和检修通道宽度表

距离名称	采用尺寸/mm	
	一般	最小
柜正面至柜正面	1800	1400
柜正面至柜背面	1500	1200
柜背面至柜背面	1500	1000
柜正面至墙	1500	1200
柜背面至墙	1200	1000
边柜至墙	1200	800
主要通道	1600～2000	1400

13.4.10 阀控式密封铅酸蓄电池组的布置

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

8.2.1 容量在200Ah以上时宜设专用的蓄电池室。专用蓄电池室宜布置在0m层。

8.2.2 胶体式的阀控式密封铅酸蓄电池,宜采用立式安装;贫液吸附式的阀控式密封铅酸蓄电池,可采用卧式、倾斜式或立式安装。

8.2.3 蓄电池安装宜采用钢架组合结构,多层迭放。应便于安装、维护和更换蓄电池。

台架的底层距地面为150～300mm,整体高度不宜超过1600mm。

8.2.4 当蓄电池室采用瓷砖台或水泥台安装蓄电池时,台高为250～300mm。瓷砖台或水泥台的台与台之间应设有运行和检修通道,通道宽度不得小于800mm。

8.2.5 同一层或同一台上的蓄电池间宜采用有绝缘的或有护套的连接条连接,不同一层或不同一台上的蓄电池间采用电缆连接。

13.4.11 防酸式铅酸蓄电池组和镉镍碱性蓄电池组的布置

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

8.3.1 防酸式铅酸蓄电池组和容量为100Ah以上的中倍率镉镍碱性蓄电池组应设置专用的蓄电池室。专用蓄电池室宜布置在0m层。

8.3.2 蓄电池应采用立式安装,宜安装在瓷砖台或水泥台上,台高为250～300mm。台与台之间应设有运行和检修通道,通道宽度不得小于800mm。蓄电池与大地之间应有绝缘措施。

8.3.3 中倍率镉镍碱性蓄电池组的端电池宜靠墙布置。

8.3.4 蓄电池有液面指示计和比重计的一面,应朝向运行和检修通道。

8.3.5 在同一台上的蓄电池间宜采用有绝缘的或有护套的连接条连接,不在同一台上的蓄电池间采用电缆连接。

8.3.6 蓄电池的裸露导电部分间的距离,当其两部分间的正常电压(非充电时)超过65V但不大于250V时,不应小于800mm,电压超过250V时,不应小于1000mm。导线与建筑物或其他接地体之间的距离不应小于50mm,母线支持点间的距离不应大于2000mm。

13.4.12 专用蓄电池室对相关专业总的技术要求

规范引用 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044—2004)

9.1 专用蓄电池室对相关专业总的技术要求

9.1.1 大容量机组的蓄电池室应按机组分别设置。

9.1.2 蓄电池室的位置,应选择在无高温、无潮湿、无震动、少灰尘、避免阳光直射的场所。

9.1.3 蓄电池室内应设有运行和检修通道。通道一侧装设蓄电池时,通道宽度不应小于800mm;两侧均装设蓄电池时,通道宽度不应小于1000mm。

9.1.4 蓄电池室内的窗玻璃应采用毛玻璃或涂以半透明油漆的玻璃,阳光不应直射室内。

9.1.5 蓄电池室内的地面应有约0.5%的排水坡度,并应有泄水孔。

9.1.6 蓄电池室应采用非燃性建筑材料,顶棚宜做成平顶,不应吊天棚,也不宜采用折板或槽形天花板。

9.1.7 蓄电池室内照明灯具应为防爆型,且应布置在通道的上方,地面最低照度应为30Lx,事故照明最低照度应为3Lx。

蓄电池室内照明线宜采用穿管暗敷,室内不应装设开关和插座。

9.1.8 基本地震烈度为7度及以上地区，蓄电池组应有抗震加固措施，并应满足《电力设施抗震设计规范》(GB 50260—2013)中的有关规定。

9.1.9 蓄电池室走廊墙面不宜开设通风百叶窗或玻璃采光窗。

采暖和降温设施与蓄电池间的距离，不应小于750mm。蓄电池室内采暖散热器应为焊接的钢制采暖散热器，室内不允许设有法兰、丝扣接头和阀门等。

9.1.10 蓄电池室内应有良好的通风设施。室内的通风换气量应按保证室内含氢量(按体积计算)低于0.7%，含酸量小于$2mg/m^3$计算。通风电动机应为防爆式。

9.1.11 蓄电池室的门应向外开启，应采用非燃烧体或难燃烧体的实体门，门的尺寸不应小于750mm×1960mm(宽×高)。

9.1.12 蓄电池室的采暖通风和空气调节应满足《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》(DL/T 5035—2004)中的有关规定。

9.2 阀控式密封铅酸蓄电池组对相关专业的要求

9.2.1 蓄电池室内温度宜为15～30℃。

9.2.2 当蓄电池组采用多层迭装，且安装在楼板上时，应注意对楼板荷重的要求。

9.3 防酸式铅酸蓄电池组和镉镍碱性蓄电池组对相关专业的要求

9.3.1 蓄电池室应为防酸(碱)、防火、防爆建筑，入口宜经过套间或储藏室，设有储藏硫酸(碱)液、蒸馏水及配制电解液器具的场所。还应便于蓄电池的气体、酸(碱)液和水的排放。

9.3.2 蓄电池室内的门、窗、地面、墙壁、天花板、台架均应进行耐酸(碱)处理，地面应采用易于清洗的面层材料。

9.3.3 蓄电池室内温度宜为5～35℃。

9.3.4 蓄电池室的套间内应砌水池，水池内外及水龙头应做耐酸(碱)处理，管道宜暗敷，管材应采用耐腐蚀材料。

蓄电池室内的污水应进行酸碱中和或稀释并达到环保要求后排放。

9.3.5 蓄电池组的电缆引出线应采用穿管敷设，且穿管引出端应靠近蓄电池的引出端。穿管外围应涂防酸(碱)油漆，封口处应用防酸(碱)材料封堵。

电缆弯曲半径应符合电缆敷设要求，电缆穿管露出地面的高度可低于蓄电池的引出端子200～300mm。

13.5 直流系统绝缘监测装置的选择及配置要求

直流系统应设置绝缘监察装置，当直流系统发生接地故障或绝缘水平低于规定值时，绝缘监察装置应可靠动作，并发出声光信号。

绝缘监察装置应能测出正、负极母线对地的电压值和绝缘电阻值。

单机容量为200MW及以上的发电厂和330～500kV变电站的绝缘监察装置，可采用接地自动巡检装置。

设有直流分电屏时，其馈线也宜包括在绝缘监察装置的监测范围内。绝缘监察装置的整定值或灵敏度应满足直流系统的要求。

14 发电厂和变电所用电

14.1 厂(所)用电负荷的分类、电压选择

14.1.1 火力发电厂厂用电负荷的分类、电压选择

14.1.1.1 火力发电厂厂用电负荷的分类

规 范 引 用 **《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)**

3.0.4 厂用电负荷按生产过程中的重要性可分为下列三类:

Ⅰ类负荷:短时(手动切换恢复供电所需的时间)停电可能影响人身或设备安全,使生产停顿或发电量大量下降的负荷。

Ⅱ类负荷:允许短时停电,但停电时间过长,有可能损坏设备或影响正常生产的负荷。

Ⅲ类负荷:长时间停电不会直接影响生产的负荷。

3.0.5 在机组运行期间,以及停机(包括事故停机)过程中,甚至在停机以后的一段时间内,需要进行连续供电的负荷称为不停电负荷,简称“OⅠ”类负荷。

3.0.6 在发生全厂停电或在单元机组失去厂用电时,为了保证机炉的安全停运,过后能很快地重新启动,或者为了防止危及人身安全等原因,需要在停电时继续进行供电的负荷,称为事故保安负荷。按保安负荷对供电电源的要求不同,可以分为:

直流保安负荷,简称“OⅡ”类负荷;

交流保安负荷,简称“OⅢ”类负荷。

3.0.7 常用厂用负荷特性可参照附录B(提示的附录)见表14-1。

3.0.8 与发电厂生产无关的负荷不应接入厂用电系统。行政办公楼、值班人员宿舍等少量厂前区负荷可通过专用低压厂用变压器,接入高压厂用电系统。

附录B(提示的附录)

表14-1 常用厂用负荷特性表①

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
	(一)交流不停电负荷						
1	电子计算机	0Ⅰ	不易			经常、连续	

续表

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
2	热工保护	0Ⅰ	不易			不经常、短时	
3	热工检测和信号	0Ⅰ	不易			经常、断续	
4	自动控制和调节装置	0Ⅰ	不易			经常、断续	
5	电动执行机构	0Ⅰ	易			经常、断续	
6	调度通信	0Ⅰ	不易			经常、连续	
7	远动通信	0Ⅰ	不易			经常、连续	
	(二)事故保安负荷						
1	汽机直流润滑油泵	0Ⅱ	不易	控制屏	有	不经常、短时	
2	发电机氢密封直流油泵	0Ⅱ	不易	氢冷操作屏	有	不经常、短时	
3	汽动给水泵直流油泵	0Ⅱ	不易	给水除氧控制屏	有	不经常、短时	
4	火焰监测器直流冷却风机	0Ⅱ	不易		有	不经常、短时	
5	盘车电动机	0Ⅲ	不易	就地	有	不经常、连续	200MW 及以上机组
6	顶轴油泵	0Ⅲ	不易	就地	有	不经常、连续	200MW 及以上机组
7	交流润滑油泵	0Ⅲ	不易	控制屏	有	不经常、连续	200MW 及以上机组
8	交流氢密封油泵	0Ⅲ	不易	氢冷操作屏	有	经常、连续	200MW 及以上机组
9	汽动给水泵盘车电机	0Ⅲ	不易	就地	有	不经常、连续	
10	200MW 及以上机组的辅机交流润滑油泵	0Ⅲ	不易	集中	有	经常、连续	1 台辅机配有 2 台油泵时，其中 1 台列入保安负荷
11	回转式空气预热器盘车	0Ⅲ	不易	锅炉控制屏	有	不经常、连续	200MW 及以上机组
12	电梯	0Ⅲ				经常、短时	200MW 及以上机组
13	火焰监测器交流冷却风机	0Ⅲ	不易			经常、连续	200MW 及以上机组
14	热力系统自动化阀门	0Ⅲ	不易			经常、短时	200MW 及以上机组
15	柴油发电机组自用电	0Ⅲ				不经常、连续	200MW 及以上机组
16	主厂房事故照明	0Ⅲ				经常、连续	200MW 及以上机组
17	充电装置	0Ⅲ				经常、连续	200MW 及以上机组
18	不停电电源装置	0Ⅲ				不经常、短时	200MW 及以上机组
19	载波机逆变装置	0Ⅱ				经常、连续	200MW 及以上机组
20	停机冷却水泵	0Ⅱ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	200MW 及以上机组
21	烟囱障碍灯	0Ⅲ				经常、连续	200MW 及以上机组
	(三)锅炉部分						
1	吸风机	Ⅰ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
2	送风机	Ⅰ	不易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
3	排粉机	Ⅰ或Ⅱ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	用于送粉时为Ⅰ类
4	磨煤机	Ⅰ或Ⅱ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	无煤粉仓时为Ⅰ类
5	给煤机	Ⅰ或Ⅱ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	无煤粉仓时为Ⅰ类
6	给粉机	Ⅰ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
7	烟气再循环风机	Ⅱ	不易	锅炉控制屏	无	经常、连续	
8	回转式空气预热器	Ⅰ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
9	125MW 及以下机组的辅机交流润滑油泵	Ⅰ或Ⅱ	不易	同相应辅机	有	经常、连续	
10	一次风机	Ⅰ	易	锅炉控制屏	有	经常、连续	用作热风送粉

续表

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
11	螺旋输粉机	Ⅱ	易	就地	无	经常、连续	
12	疏水泵	Ⅱ	不易	就地	有	经常、短时	
13	加药泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
14	仪用空压机	Ⅰ	不易经常、连续				
15	空压机	Ⅰ或Ⅲ	不易	就地	无	经常、短时或连续	用于控制气源为Ⅰ类、检修气源为Ⅲ类
16	吹灰电动机	Ⅲ	易	锅炉控制屏	无	不经常、断续	
17	启动锅炉送风机	Ⅱ	不易		有	不经常、连续	
18	启动锅炉吸风机	Ⅱ	不易		有	不经常、连续	
19	酸洗泵	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、连续	
20	点火电焊机	Ⅱ	不易	就地	无	不经常、短时	
21	轻油供油泵	Ⅱ	不易	锅炉控制屏	无	不经常、短时	轻油点火时用
22	卸油泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续或不经常、短时	
23	炉水循环泵	Ⅰ	不易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
24	磨煤机密封风机	Ⅰ	不易	锅炉控制屏	有	经常、连续	
25	刮板捞渣机	Ⅱ	易	锅炉控制屏	有	不经常、连续	
	(四)汽机部分						
1	射水泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
2	射水回收泵	Ⅱ	不易	汽机控制屏	有	经常、短时	
3	胶球清洗泵	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、短时	
4	凝结水泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
5	凝结水升压泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
6	循环水泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
7	给水泵	Ⅰ	不易	给水除氧控制屏	有	经常、连续	宜装过负荷保护
8	备用给水泵	Ⅰ	不易	给水除氧控制屏	有	不经常、连续	宜装过负荷保护
9	给水泵油泵	Ⅰ	不易	给水除氧控制屏	有	经常、连续	给水泵不带主油泵时
10	给水泵备用油泵	Ⅱ	不易	给水除氧控制屏	有	不经常、短时	给水泵带有主油泵时
11	汽动给水泵凝结水泵	Ⅰ	不易	给水除氧控制屏	有	经常、连续	
12	除氧器中继水泵	Ⅰ	不易	给水除氧控制屏	有	经常、连续	
13	除氧器循环水泵	Ⅱ	不易	给水除氧控制屏	有	不经常、连续	
14	开式循环冷却水泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
15	闭式循环冷却水泵	Ⅰ	不易	汽机控制屏	有	经常、连续	
16	高压调速油泵	Ⅱ	不易	汽机控制屏	无	不经常、短时	
17	交流润滑油泵	Ⅱ	不易	汽机控制屏	有	不经常、短时	125MW 及以下机组
18	盘车电动机	Ⅱ	不易	就地	有	不经常、短时	125MW 及以下机组
19	顶轴油泵	Ⅱ	不易	就地	有	不经常、短时	125MW 及以下机组
20	油箱排烟风机	Ⅱ	不易	就地	无	经常、断续	
21	备用励磁机	Ⅰ	不易	主(单元)控制室	无	不经常、连续	
22	硅整流通风机	Ⅰ	不易	就地	有	经常、连续	
23	氢冷水泵	Ⅰ	不易	氢冷操作屏	有	经常、连续	
24	氢侧密封油泵	Ⅰ	不易	氢冷操作屏	有	经常、连续或不经常、短时	125MW 及以下机组

续表

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
25	空侧密封油泵	Ⅰ	不易	氢冷操作屏	有	不经常、短时	
26	EH 抗燃油泵	Ⅰ		汽机控制屏	有	经常、连续	
27	轴封冷却器风机	Ⅰ		汽机控制屏	有	不经常、短时或连续	
28	氢冷用排氢风机	Ⅱ	不易	氢冷操作屏	无	经常、连续	
29	氢冷用真空泵	Ⅱ	不易	氢冷操作屏	无	经常、连续	
30	水冷用冷却水泵	Ⅰ	不易	水冷操作屏	有	经常、连续	
31	空冷升压泵	Ⅰ	不易		有	经常、连续	
32	热网水泵	Ⅱ	不易	热网操作屏	有	经常、连续	
33	热网凝结水泵	Ⅱ	不易	热网操作屏	无	经常、连续	
34	热网补给水泵	Ⅱ	不易	热网操作屏	无	经常、连续	
35	生产回水中继泵	Ⅱ	不易	热网操作屏	有	经常、连续	
36	高压加热器疏水泵	Ⅱ	不易	集中	有	经常、连续	
37	低压加热器疏水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
38	生产预热器疏水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
39	净水加热器疏水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
40	生水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
41	工业水泵	Ⅱ	不易	汽机控制屏或就地	有	经常、连续	
42	低位水箱水泵	Ⅱ	不易	就地	有	经常、短时	
43	蒸发器给水泵	Ⅱ	不易	就地	有	经常、连续	
44	蒸发器凝结水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
45	蒸发器排污泵	Ⅲ	不易	就地	无	经常、短时	
46	采暖回水泵	Ⅲ	不易	就地	无	经常、连续或短时	
	(五)电气及公共部分						
1	充电装置	Ⅱ	不易	主(单元)控制室或就地	无	不经常、连续	125MW 及以下机组
2	浮充电装置	Ⅱ	不易	主(单元)控制室或就地	无	经常、连续	125MW 及以下机组
3	空压机	Ⅱ	不易	就地	有	经常、短时	
4	变压器冷却风机	Ⅱ	不易	就地	有	经常、连续	
5	变压器强油水冷电源	Ⅰ	不易	变压器控制箱	有	经常、连续	
6	机炉自动控制电源	Ⅰ	不易			经常、连续	125MW 及以下机组
7	自动化电动阀门	Ⅰ	不易			经常、短时	125MW 及以下机组
8	仪用空压机	Ⅰ	不易			经常、短时	
9	火焰检测器冷却风机	Ⅰ	不易			经常、连续	125MW 及以下机组
10	交流励磁机备用励磁电源	Ⅰ	不易	发电机控制屏	有	不经常、连续	
11	硅整流装置通风机	Ⅰ	不易	硅整流装置控制屏		经常、连续	
12	通信电源	Ⅰ	不易			经常、连续	
	(六)输煤部分						
1	输煤皮带	Ⅱ	易	就地或集中	有	经常、连续	
2	碎煤机	Ⅱ	易	就地或集中	有	经常、连续	

续表

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
3	筛煤机	Ⅱ	不易	就地或集中	有	经常、连续	
4	磁铁分离器	Ⅱ	不易	就地或集中	有	经常、连续	
5	叶轮给煤机	Ⅱ	不易	就地或集中	有	经常、连续	
6	斗链运煤机	Ⅱ	易	就地或集中	有	经常、连续	
7	移动式给煤机	Ⅱ	易	就地	有	经常、连续	
8	煤场抓煤机	Ⅱ	不易	就地	无	经常、断续	
9	移动式皮带机	Ⅱ	易	就地	无	经常、连续	
10	卸煤小车	Ⅱ	不易	就地	无	经常、断续	
	(七)出灰部分						
1	冲灰水泵	Ⅱ	不易	就地或除灰操作屏	有	经常、连续	
2	灰浆泵	Ⅱ	易	就地集中	有	经常、连续	
3	碎渣机	Ⅱ	易	就地集中	有	经常、连续	
4	轴封水泵	Ⅱ	不易	就地集中	有	经常、连续	
5	除尘水泵	Ⅰ	不易	就地集中	有	经常、连续	
6	马丁除灰机	Ⅱ	易	就地	无	经常、连续	
7	除灰皮带机	Ⅱ	易	就地	无	经常、连续	
8	电气除尘器	Ⅰ或Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
	(八)厂外水工部分						
1	中央循环水泵	Ⅰ	不易	中央泵房集控	有	经常、连续	
2	真空泵	Ⅱ	不易	就地		经常、短时	
3	滤网及冲洗水泵	Ⅲ	不易	就地		经常、连续	
4	消防水泵	Ⅰ	不易	就地及主(单元)控制室	有	不经常、短时	
5	补给水深井泵	Ⅱ	不易	就地或遥控	无	经常、连续	
6	江岸补给水泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
7	生活水泵	Ⅱ	不易	就地	有	经常、短时	
8	冷却塔通风机	Ⅱ	不易	汽机或冷却塔控制屏	无	经常、连续	
9	雨水泵	Ⅱ	不易	就地	有	不经常、连续	
	(九)化学水处理部分						
1	清水泵	Ⅰ或Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、连续	热电厂和300MW及以上的机组为Ⅰ类
2	中间水泵	Ⅰ或Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、连续	热电厂和300MW及以上的机组为Ⅰ类
3	除盐水泵	Ⅰ或Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、连续	热电厂和300MW及以上的机组为Ⅰ类
4	自用水泵	Ⅱ	不易	化水集控台	无	经常、短时	
5	废水泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
6	罗茨风机	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
7	除二氯化碳风机	Ⅰ、Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、连续	
8	混床酸计量泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
9	阳床酸计量泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	

续表

序号	名称	供电类别[①]	是否易于过负荷	控制地点[①]	有无连锁要求	运行方式[②]	备注
10	混床碱计量泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
11	阴床碱计量泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
12	磷酸盐溶液泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
13	盐溶液泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
14	混床自用泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
15	覆盖自用水泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
16	反洗泵	Ⅱ	不易	化水集控台或就地	无	经常、短时	
17	铺料泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
18	活性碳反洗泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
19	碱液稀释泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
20	覆盖护膜泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
21	水池搅拌器	Ⅱ	易	就地	无	经常、短时	
22	酸磁力泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
23	碱磁力泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
24	次氯酸钠注入泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
25	盐酸注入泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
26	循环水加氯升压泵	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、短时	
27	循环水加稳定剂升压泵	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
28	空气压缩机	Ⅱ	不易	就地	无	经常、短时	
	(十)废水处理部分						
1	废水处理输送泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、连续	
2	pH 调整池机械搅拌器	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、连续	
3	凝聚澄清池刮泥机	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、连续	
4	焚烧液输送泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、连续	
5	凝聚澄清池排泥泵	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、连续	
6	浓缩池排泥泵	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、连续	
7	浓缩池刮泥机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、连续	
8	泥渣泵房坑泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
9	泥渣脱水机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、连续	
10	冲洗水泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
11	污水泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
12	浓碱计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
13	稀碱计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
14	硫酸计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
15	回水排放水泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
16	次氯酸钠溶液输送泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
17	次氯酸钠计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
18	凝聚剂输送泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
19	凝聚剂计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
20	凝聚助剂计量泵	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
21	排水贮槽搅拌风机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
22	杂用搅拌风机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	

续表

序号	名称	供电类别①	是否易于过负荷	控制地点①	有无连锁要求	运行方式②	备注
23	混合槽搅拌机	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、短时	
24	最终中和槽搅拌机	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、短时	
25	凝聚剂溶解池搅拌机	Ⅱ	易	集控或就地	无	经常、短时	
26	次氯酸钠贮箱搅拌机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
27	凝聚助剂箱搅拌机	Ⅱ	不易	集控或就地	无	经常、短时	
28	汽水集中取样冷却水泵	Ⅱ	不易	集控或就地	有	经常、连续	
	(十一)辅助车间及其他						
1	油处理设备	Ⅲ	不易	就地	无	经常、连续	
2	重油泵房设备	Ⅰ或Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续或不经常、短时	燃油电厂为Ⅰ类
3	中央修配厂设备	Ⅲ	不易	就地	无	经常、连续	
4	电气试验室	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、短时	
5	制氢室设备	Ⅱ	不易	就地	无	经常、连续	
6	通风机	Ⅲ	不易	就地	无	经常、连续	
7	事故通风机	Ⅱ	不易	就地	无	不经常、连续	
8	电焊机	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、断续	
9	起重机械	Ⅲ	不易	就地	无	不经常、断续	
10	排水泵	Ⅱ或Ⅲ	不易	就地	有或无	不经常、短时	用于主厂房、中央循环水泵房或灰浆泵房时为Ⅱ类
	(十二)暖通						
1	中央空调机组	Ⅱ				经常、连续	
2	屋顶风机	Ⅱ				经常、连续	
	(十三)脱硫(部分负荷)③						
1	脱硫风机	Ⅰ或Ⅱ				经常、连续	
2	脱硫风机辅助油泵	0Ⅲ、Ⅰ或Ⅱ				经常、连续	见本附录(二)10条及(三)9条
3	出入口及旁路挡板	0Ⅱ				不经常、断续	
4	氧化风机	Ⅱ				经常、连续	
5	吸收塔浆液循环泵	Ⅰ或Ⅱ				经常、连续	
6	石灰石粉碎机	Ⅱ				经常、连续	
7	石膏浆液给料泵	Ⅱ				经常、连续	
8	湿式球磨机	Ⅱ				经常、连续	
9	真空泵	Ⅱ				经常、断续	
10	吸收塔搅拌机	Ⅰ				经常、连续	
11	石灰石浆液箱搅拌机	Ⅰ				经常、连续	

注:①负荷特性如供电类别、控制地点等系指一般情况,具体工程设计时,尚应与有关专业(包括相关制造厂)联系确定;特别应注意符合《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB 50229—2006)的有关规定。

②运行方式栏中"经常"与"不经常"系区别该类电动机的使用机会,"连续"、"短时"、"断续"系区别每次使用时间的长短。即:

连续——每次连续带负荷运转2h以上者。

短时——每次连续带负荷运转2h以内,10min以上者。

断续——每次使用从带负荷到空载或停止,反复周期地工作,每个工作周期不超过10min者。

经常——系指与正常生产过程有关的,一般每天都要使用的电动机。

不经常——系指正常不用,只是在检修、事故或机炉起停期间使用的电动机。

③对脱硫负荷的"供电类别"更应根据工程所处的具体情况(如当地环境情况及对环保的具体要求等)确定。

14.1.1.2 火力发电厂(所)用电电压

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

4.1.1 发电厂可采用 3kV、6kV、10kV 作为高压厂用电的电压。容量为 600MW 及以下的机组,发电机电压为 10.5kV 时,可采用 3kV(或 10kV);发电机电压为 6.3kV 时,可采用 6kV;容量为 125～300MW 级的机组,宜采用 6kV;容量为 600MW 及以上的机组,可根据工程具体条件采用 6kV 1 级或 3kV、10kV 2 级高压厂用电压。

4.1.2 容量为 200MW 及以上的机组,主厂房内的低压厂用电系统应采用动力与照明分开供电的方式,动力网络的电压宜采用 380V。

4.2.1 当高压厂用电系统的接地电容电流小于或等于$\frac{10}{\sqrt{2}}=7$A 时,其中性点宜采用高电阻接地方式,也可采用不接地方式;当接地电容电流大于 7A 时,其中性点宜采用低电阻接地方式,也可采用不接地方式。

中性点接地设备的选择计算方法可参照附录 C(提示的附录)。

4.2.2 主厂房内的低压厂用电系统宜采用三相三线制,中性点经高电阻接地的方式,也可采用动力与照明共用的三相四线制中性线直接接地的方式。

附录 C 高压厂用电系统中性点接地设备的选择

C1 系统中性点的确定

1. 高压厂用工作变压器负载侧的中性点应优先采用。

2. 高压厂用电系统供电的低压厂用工作变压器高压侧的中性点,要考虑低压厂用工作变压器退出运行的工况,所以应选用 2 台变压器的中性点。变压器的接线组别可采用 YNyn12,但容量宜大于 100 倍的接地设备容量。

3. 专用的三相接地变压器,构成人为的中性点。

C2 电阻接地方式

1. 电阻器直接接入系统的中性点。对电阻器要求耐压高、阻值大,但电流小。

$$R_N=\frac{U_e}{\sqrt{3}I_R} \tag{14-1}$$

式中:R_N——直接接入的电阻器阻值(kΩ);

U_e——高压厂用电系统母线的额定线电压(kV);

I_R——接地电阻性电流(A),宜不小于系统的接地电容电流。

电阻器的绝缘等级应达到高压厂用电系统额定相电压的要求。

2. 电阻器经单相变压器变换后接入系统的中性点。

把电阻器接到单相降压变压器的二次侧,变压器的一次侧接到系统的中性点。对电阻器要求耐压低、阻值小,但电流大。

$$R_{N2}=\frac{R_N\times10^3}{n_\phi^2} \tag{14-2}$$

$$I_{R2}=n_\phi I_R \tag{14-3}$$

$$S_{e\phi}\geqslant\frac{U_e}{\sqrt{3}}I_R \tag{14-4}$$

式中:R_N——系统中性点的等效电阻,由式(14-1)确定;

R_{N2}——间接接入的电阻器值(Ω);

n_ϕ——单相降压变压器的变比;

$$n_\phi=\frac{U_e\times10^3}{\sqrt{3}U_{R2}}$$

U_{R2}——单相降压变压器的二次电压(V),宜取 220V;

I_{R2}——电阻器中流过的电流(A);

$S_{e\phi}$——单相降压变压器的容量(kVA)。

3. 当高压厂用电系统中性点无法引出时,可采用将电阻器接于专用的三相接地变压器,宜采用间接接入方式,见图 14-1。

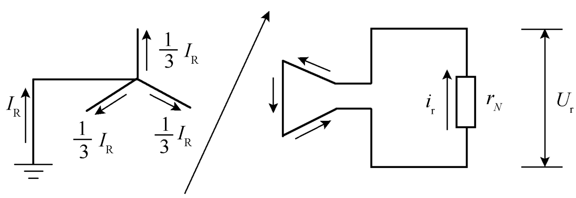


图 14-1 电阻器接于三相接地变压器

三相接地变压器采用 YNd 接线。一次侧中性点直接接地,二次侧开口三角形中接入电阻器,电阻为

$$R_N=\frac{9R_N\times10^3}{n^2}\tag{14-5}$$

$$i_r=\frac{1}{3}nI_R\tag{14-6}$$

$$S_e\geqslant\sqrt{3}U_eI_R\tag{14-7}$$

式中:R_N——系统中性点的等效电阻,由式(14-1)确定;

r_N——开口三角形中接入的电阻(Ω);

n——三相变压器的额定相电压比;

$$n=\frac{\sqrt{3}U_e\times10^3}{U_r}=\frac{\sqrt{3}U_e\times10^3}{3\times U_{2\phi}}=\frac{\sqrt{3}U_e\times10^3}{\sqrt{3}\times U_{2\phi}}=\frac{U_{1\phi}\times10^3}{U_{2\phi}}$$

U_r——系统单相金属性接地时开口三角形二端的额定电压(V)$=3U_{2\phi}$;

$U_{2\phi}$——接地变压器二次侧三角形绕组额定相电压(等于线电压),宜取 33.33V;

$U_{1\phi}$——接地变压器一次侧星形绕组额定相定压(等于系统标称电压除以$\sqrt{3}$)(kV);

i_r——电阻器中流过的电流;

S_e——接地变压器额定容量(kVA)。

接地变压器"YN"接线的一次相绕组要按线电压设计。

14.1.2 水力发电厂厂用电负荷的分类、电压选择

14.1.2.1 水力发电厂厂用电负荷的分类

规范引用 《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

5.4.5 厂用电负荷按重要性可分为三类。

Ⅰ类负荷:停止此类负荷供电,将使水电厂不能正常运行或停止运行。应保证其供电的可靠性,允许中断供电的时间根据负荷情况可为自动或人工切换电源的时间。

Ⅱ类负荷:短时停止此类负荷供电不会影响水电厂正常运行,应尽量保证其供电可靠性,其允许中断供电的时间为人工切换操作或紧急修复的时间。

Ⅲ类负荷:允许较长时间的停电而不会影响水电厂正常运行。

按负荷重要性分类的各种负荷见附录A(规范性附录),见表14-2。

附录(规范性附录)主要厂用电负荷特性

表14-2 主要厂用电负荷特性表

序号	负荷名称	重要性类别	运行方式	计算最大负荷时是否计入	是否需要自启动	备注
一	机组自用电					
1	机组压油装置泵	Ⅰ	经常断续	是	是	
2	漏油泵	Ⅱ	经常断续	是	是	
3	高压油顶起装置油泵	Ⅰ	经常断续	否	否	
4	机组(变压器)冷却供水泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
5	水轮机上盖排水泵	Ⅰ或Ⅱ	经常短时或断续	是	是	
6	轴承冷却循环水(油)泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
7	水冷瓦循环水泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
8	协联机构电动机	Ⅱ	经常断续	是	是	
9	油水管路电动闸阀	Ⅰ或Ⅱ	经常断续	否	否	
10	主变压器冷却循环油泵	Ⅰ	经常连续	是	是	非单元接线列人公用电
11	主变压器冷却风扇	Ⅰ	经常连续	是	是	非单元接线列入公用电
12	机组起励电源	Ⅰ	经常短时	否	否	
13	隔离开关操作机构电源	Ⅱ	不经常断续	否	是	
14	蓄能电厂倒相开关	Ⅱ	经常断续	否	是	
15	注轴泵	Ⅱ	不经常断续	否	否	
16	轴承润滑系统用泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
17	励磁系统晶闸管冷却风扇	Ⅰ	经常连续	是	是	
18	水内冷机组冷却水泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
19	水内冷循环水泵	Ⅰ	经常连续	是	是	
20	蝶阀、球阀(圆筒阀)压油装置油泵	Ⅰ	经常断续	否	是	
21	电气制动用电源	Ⅱ	经常断续	否	否	
22	蓄能机组启动电源	Ⅰ	经常短时	是	否	SFC等
23	发电机恒温电热器	Ⅱ	经常短时或连续	否	否	
24	发电机断路器操作电源	Ⅰ	经常短时	否	是	
25	机组盘车电源	Ⅲ	不经常断续	否	否	
二	全厂公用电					
(一)	供排水系统					
1	机组冷却供水泵	Ⅰ	经常连续	是	是	每机一套时,列入机组用电
2	厂内渗漏排水泵	Ⅰ或Ⅱ	经常短时	是	是	
3	机组检修排水泵	Ⅱ	不经常连续	是	否	计算最大负荷时,一般计入一台排闸门渗漏水
4	雨水排水泵	Ⅲ	不经常短时	否	否	

续表

序号	负荷名称	重要性类别	运行方式	计算最大负荷时是否计入	是否需要自启动	备注
5	生活用水泵	Ⅲ	经常短时	是	否	
6	消防用水泵	Ⅰ	不经常短时	否	是	
(二)	压缩空气系统					
1	压油装置用高压空压机	Ⅱ	经常断续	是	是	
2	配电装置用高压空压机	Ⅰ	经常短时	是	是	
3	制动、维护、检修用低压空压机	Ⅱ或Ⅲ	经常短时	是	是	
4	调相用空压机	Ⅱ	经常短时	是	是	
5	进水口防冰空压机	Ⅲ	不经常短时	是	否	
(三)	油系统					
1	透平油库油泵	Ⅲ	不经常短时	是	否	按一定的设备组合运行,不应全部计入最大负荷
2	绝缘油库油泵	Ⅲ	不经常短时	是	否	
3	压力滤油机	Ⅲ	不经常连续	是	否	
4	真空滤油机(加热器,真空泵等)	Ⅲ	不经常连续	是	否	
5	离心滤油机	Ⅲ	不经常连续	是	否	
6	真空泵	Ⅲ	不经常短时	是	否	
7	烘箱电热	Ⅲ	不经常连续	是	否	
8	油库、油处理室通风机	Ⅲ	不经常连续	是	否	
9	油化验室负荷	Ⅲ	不经常短时	是	否	
(四)	厂房起重设备					
1	厂内桥式起重机:主钩	Ⅱ	不经常断续	否	否	
	副钩	Ⅱ	不经常断续	是	否	对双主钩桥机,则计主钩
	大车行走	Ⅱ	不经常断续	是	否	
	小车行走	Ⅱ	不经常断续	否	否	
2	调压室闸门启闭机	Ⅱ	不经常断续	否	否	
3	尾水闸门起重机:吊钩	Ⅱ	不经常断续	否	否	
	行走	Ⅱ	不经常断续	否	否	
4	配电装置用电动葫芦	Ⅲ	不经常断续	否	否	
5	水轮机坑电动葫芦	Ⅲ	不经常断续	是	否	
6	厂房电梯	Ⅰ或Ⅱ	经常断续	是	否	
(五)	通风与电热设备					
1	主厂房通风机(空调装置)	Ⅱ	经常断续	视气象条件及电厂具体设计情况而定	如自动操作,一般为自启动	
2	各配电装置室通风机	Ⅱ或Ⅲ	视气象条件及电厂具体设计情况而定			
3	各变压器室通风机	Ⅱ或Ⅲ				
4	晶闸倍整流装置通风机	Ⅱ或Ⅲ				
5	电缆层(洞、道)通风机	Ⅱ或ⅠⅡ				
6	中央控制室通风机(空调器)	Ⅱ	经常连续	是(注2)	是	
7	电子计算机室空调器	Ⅰ或Ⅱ	经常连续	是(注2)	是	
8	副厂房各室通风机(空调器)	Ⅱ或Ⅲ	经常连续或短时	视用途而定	否	
9	冷冻装置	Ⅲ	经常连续	是(注2)	否	
10	制冷供水泵	Ⅲ	经常连续	是(注2)	否	

续表

序号	负荷名称	重要性类别	运行方式	计算最大负荷时是否计入	是否需要自启动	备注
11	加湿器	Ⅲ	经常连续	是(注2)	否	
12	主厂房电热	Ⅲ	经常连续	是(注2)	否	
13	副厂房电热	Ⅰ	不经常连续	是(注2)	否	
14	防火排烟阀电源	Ⅰ	不经常断续	否	是	
(六)	直流、试验及二次负荷等					
1	充电装置	Ⅱ	不经常连续	是	否	多组蓄电池，仅计一组容量最大的
2	浮充电装置	Ⅱ	经常连续	是	是	多组蓄电池除一组容量大的外，均计入
3	蓄电池通风机	Ⅱ	经常连续	是	是	
4	蓄电池室电热器	Ⅱ	经常连续	是	是	
5	载波、微波室电源	Ⅰ	经常连续	是	是	
6	中央控制室交流操作电源	Ⅰ	经常连续	是	是	
7	电子计算机室电源	Ⅰ	经常连续	是	是	
8	遥视系统电源	Ⅰ	经常断续	是	是	
9	电工试验室电源	Ⅲ	不经常短时	是	否	
10	仪表试验室电源	Ⅲ	不经常短时	是	否	
11	高压试验室电源	Ⅲ	不经常短时	否	否	
12	备用励磁电源	Ⅰ	不经常连续	否	否	
(七)	开关站					
1	移动油泵	Ⅲ	不经常短时	否	否	
2	隔离开关操作机构	Ⅱ	不经常断续	否	是	
3	二次负荷	Ⅰ或Ⅱ	经常连续或短时	是	是	
4	断路器油箱、操作柜电热	Ⅱ或Ⅲ	经常连续	是	是	
5	断路器操作机构	Ⅰ	经常短时	是	是	
(八)	共他辅助设施负荷					
1	尾水泥浆泵	Ⅲ	不经常连续	否	否	
2	排污泵	Ⅲ	经常短时	是	否	
3	厂房钢卷门电动机	Ⅲ	经常断续	否	否	
4	管理楼负荷	Ⅱ或Ⅲ	经常断续	是	否	
(九)	坝区及引水建筑物					
1	坝上门式起重机	Ⅱ或Ⅲ	不经常断续	否	否	或计入行走机构负荷
2	坝上泄洪闸门启闭机	Ⅰ或Ⅱ	不经常断续	否	否	全部机组运行时负荷最大，则应计入
3	坝上其他闸门启闭机	Ⅱ	不经常断续	否	否	
4	进水口启闭机液压泵	Ⅰ或Ⅱ	不经常断续	否	是	
5	坝内廊道排水泵	Ⅱ	经常断续	是	是	
6	坝内廊道灌浆机电源	Ⅲ	不经常短时	否	否	
7	坝缝止水沥青加热电源	Ⅲ	不经常连续	否	否	
8	拦污栅清污机	Ⅲ	不经常短时	否	否	
9	拦污栅悬壁吊或卷扬机	Ⅲ	不经常断续	是	否	
10	拦污栅冲草水泵	Ⅲ	不经常短时	否	否	
11	防冰冻空压机	Ⅲ	不经常短时	是(注2)	否	

续表

序号	负荷名称	重要性类别	运行方式	计算最大负荷时是否计入	是否需要自启动	备注
12	坝内电梯	Ⅰ或Ⅱ	经常断续	是	否	
(十)	过坝设施负荷	Ⅰ或Ⅱ	经常短时或断续	是	是(液压) 否(卷扬)	一般单独供电, 计入高压厂用负荷
(十一)	照明	Ⅰ或Ⅱ	经常连续	是	是	
(十二)	检修负荷					
1	机械修配厂	Ⅲ	经常短时或连续	是	否	按机组大修需要具体确定负荷
2	厂内小机修负荷	Ⅲ	经常断续	是	否	按机组大修需要具体确定负荷
3	水轮机转轮检修补焊负荷(电焊机)	Ⅲ	不经常断续	是	否	转轮直径 $D<4.1$m 为 2 台焊相; $4.1\leqslant D<5.5$m,4 台; $D\geqslant5.5$m,4~8 台
4	安装间检修用负荷(电焊机)	Ⅲ	不经常断续	是	否	
5	检修用临时加热干爆电源	Ⅲ	不经常连续	是	否	
6	各级电压配电装置检修负荷	Ⅲ	不经常短时或连续	是	否	
7	检修试验负荷	Ⅲ	不经常断续或短时	是	否	
8	其他场所检修负荷	Ⅲ	不经常断续和短时	是	否	

注:①表中所列仅为大中型水电厂常见负荷,具体工程设计时,应按实际情况确定。

②按水电厂机组运行方式及季节仅计入参加最大负荷时运行部分。

③“计算最大负荷时是否计入”栏仅适用于选择全厂电源变压器容量用。

14.1.2.2 水力发电厂厂用电电压

规范引用 《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

5.2.1 厂用电系统由一级低压供电或由高、低两级电压供电,应根据厂用电负荷大小、枢纽布置、厂坝区负荷分布及地区电网等条件进行技术经济比较确定。

中型水电厂的厂内用电宜采用 380V 一级电压供电。

5.2.2 高压厂用电电压,应根据发电机电压、厂用电动机电压、地区电源电压、施工用电电压及负荷分布等情况综合比较确定,一般采用 10kV(或 6kV)电压级。

5.2.3 低压厂用电电压应采用 380/220V 三相四线制系统,中性点直接接地。

14.1.3 220~500kV 变电所用电负荷的分类和电压选择

规范引用 《220~500kV 变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)

附录 A(标准的附录)

表 14-3 主要所用电负荷特性表

序号	名称	负荷类别	运行方式
1	充电装置	Ⅱ	不经常、连续
2	浮充电装置	Ⅱ	经常、连续
3	变压器强油风(水)冷却装置	Ⅰ	经常、连续
4	变压器有载调压装置	Ⅱ	经常、连续

续表

序号	名称	负荷类别	运行方式
5	有载调压装置的带电滤油装置	Ⅱ	经常、连续
6	断路器、隔离开关操作电源	Ⅱ	经常、连续
7	断路器、隔离开关、端子箱加热	Ⅱ	经常、连续
8	通风机	Ⅲ	经常、连续
9	事故通风机	Ⅱ	不经常、连续
10	空调机、电热锅炉	Ⅲ	经常、连续
11	载波、微波通信电源	Ⅰ	经常、连续
12	远动装置	Ⅰ	经常、连续
13	微机监控系统	Ⅰ	经常、连续
14	微机保护、检测装置电源	Ⅰ	经常、连续
15	空压机	Ⅱ	经常、短时
16	深井水泵或给水泵	Ⅱ	经常、短时
17	生活水泵	Ⅱ	经常、短时
18	雨水泵	Ⅱ	不经常、短时
19	消防水泵、变压器水喷雾装置	Ⅰ	不经常、短时
20	配电装置检修电源	Ⅲ	不经常、短时
21	电气检修间(行车、电动门等)	Ⅲ	不经常、短时
22	所区生活用电	Ⅲ	经常、连续

注:(1)负荷特性系指一般情况,工程设计中逆变器或不停电电源装置供电的通信、远动、微机监控系统,交流事故照明等负荷也可计入相应的充电负荷中。

(2)负荷分类:

Ⅰ类负荷:短时停电可能影响人身或设备安全,使生产运行停顿或主变压器减载的负荷。

Ⅱ类负荷:允许短时停电,但停电时间过长,有可能影响正常生产运行的负荷。

Ⅲ类负荷:长时间停电不会直接影响生产运行的负荷。

(3) 运行方式栏中“经常”与“不经常”系区别该类负荷的使用机会。“连续”“短时”“断续”系区别每次使用时间的长短。即:

连续　每次连续带负荷运转 2h 以上的。

短时　每次连续带负荷运转 2h 以内,10min 以上的。

断续　每次使用从带负荷到空载或停业。反复周期地工作,每个工作周期不超过 10min 的。

经常　系指与正常生产过程有关的,一般每天都要使用的负荷。

不经常　系指正常不用,只在检修、事故或者特定情况下使用的负荷。

14.2 厂(所)用电接线要求、备用方式和负荷配置原则

14.2.1 火力发电厂厂用电接线要求、备用方式和负荷配置原则

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

4.3 厂用母线的接线方式

4.3.1 高压厂用母线应采用单母线接线。锅炉容量为400t/h以下时,每台锅炉可由1段母线供电;锅炉容量为400t/h及以上时,每台锅炉每一级高压厂用电压应不少于2段,并将双套辅机的电动机分接在两段母线上,2段母线可由1台变压器供电。对脱硫负荷可根据工艺流程及工程具体情况接入工作段母线、公用段母线或设立专用的脱硫段母线。

低压厂用母线也应采用单母线接线。锅炉容量为220t/h级,且在母线上接有机炉的Ⅰ类负荷时,宜按炉或机对应分段;锅炉容量为400~670t/h级时,每台锅炉可由2段母线供电,并将双套辅机的电动机分接在2段母线上,两段母线可由1台变压器供电;锅炉容量为1000t/h级及以上时,每台锅炉应设置2段及以上母线。

4.3.2 容量为200MW及以上的机组,如公用负荷较多、容量较大、采用组合供电方式合理时,可设立高压公用母线段,但应保证重要公用负荷的供电可靠性。

4.3.3 独立供电的主厂房照明母线应采用单母线接线。容量为200MW及以上的机组,每个单元机组可设1台照明变压器,当设有检修变压器时可从检修变压器取得备用电源,也可采用2台机组互为备用的方式。照明母线的电源进线上宜装设分级补偿的有载自动调压器,使照明母线的电压自动调整在380/220V的0%~5%以内。

4.4 厂用工作电源

4.4.1 高压厂用工作电源可采用下列引接方式:

(1)当有发电机电压母线时,由各段母线引接,供给接在该段母线上的机组的厂用负荷。

(2)当发电机与主变压器为单元连接时,由主变压器低压侧引接,供给该机组的厂用负荷。

4.4.2 容量为125MW及以下机组,在厂用分支线上宜装设断路器。当无所需开断短路电流的断路器时,可采用能够满足动稳定要求的断路器,但应采取相应的措施,使该断路器仅在其允许的开断短路电流范围内切除短路故障;也可采用能满足动稳定要求的隔离开关或连接片等。

当厂用分支线采用分相封闭母线时,在该分支线上不应装设断路器和隔离开关,但应有可拆连接片。

4.4.3 高压厂用电抗器宜装设在断路器之后,但断路器的分断能力和动热稳定性,可按电抗器后面短路条件进行验算。在布置上合理时,也可将电抗器装设在断路器之前。

4.4.4 按炉分段的低压厂用母线,其工作变压器应由对应的高压厂用母线段供电。

4.4.5 200MW、300MW机组的高压厂用工作电源宜采用1台分裂变压器,600MW机组的高压厂用工作电源可采用一台或两台变压器。

4.5 厂用备用、启动/备用电源

4.5.1 接有Ⅰ类负荷的高压和低压明(暗)备用动力中心的厂用母线应设置备用电源。当备用电源采用明(专用)备用方式时,还应装设备用电源自动投入装置;当备用电源采用暗(互为)备用方式时,暗(互为)备用的联络断路器宜采用手动切换。

接有Ⅱ类负荷的高压和低压明(暗)备用动力中心的厂用母线,应设置手动切换的备用

电源。

只有Ⅲ类负荷的厂用母线，可不设置备用电源。

4.5.2 全厂应设置可靠的高压厂用备用或启动/备用电源。

1.125MW 及以下机组的高压厂用备用变压器(或电抗器)主要作为事故备用电源，兼作机炉检修、启动或停用时的电源。

2.200MW 及以上机组的高压厂用启动/备用变压器，主要作为机组启动或停机的电源，兼作厂用备用电源。

4.5.3 高压厂用备用(启动/备用)变压器(电抗器)的设置条件如下：

1. 容量为 100MW 及以下的机组，高压厂用工作变压器(电抗器)的数量在 6 台(组)及以上时，可设置第二台(组)高压厂用备用变压器(电抗器)。

容量为 100～125MW 的机组采用单元制时，高压厂用工作变压器的数量在 5 台及以上，可增设第二台高压厂用备用变压器。

2. 容量为 200～300MW 的机组，每两台机组可设 1 台(组)高压厂用启动/备用变压器。

3. 容量为 600MW 的机组，当发电机出口不装设断路器或负荷开关时，每两台机组应设 1 台或 2 台高压厂用启动/备用变压器，且在配置 2 台时应考虑 1 台高压厂用启动/备用变压器检修时，不影响任一台机组的启停；当发电机出口装有断路器或负荷开关时，4 台及以下机组可设置 1 台高压厂用启动/备用变压器，其容量可为 1 台高压厂用工作变压器的 60%～100%。全厂有同容量 5 台及以上机组时，可再设置 1 台不接线的高压厂用工作变压器作为备品。

当公用负荷由两台具有部分互为备用功能的高压厂用启动/备用变压器供电时，每台高压厂用启动/备用变压器高压侧应装设 1 台断路器；当公用负荷由每两台机组配置的 2 台高压厂用启动/备用变压器供电，并由高压厂用工作变压器作为其备用电源或公用负荷由高压厂用工作变压器供电时，2 台高压厂用启动/备用变压器高压侧可共用 1 台断路器。

1 台“高压厂用启动/备用变压器高压侧断路器”应由 1 回(个)线路(电源)供电；2 台及以上“高压厂用启动/备用变压器高压侧断路器”应由 2 回(个)线路(电源)供电。

4.5.4 当低压厂用备用电源采用明(专用)备用变压器时，容量为 125MW 及以下的机组，低压厂用工作变压器的数量在 8 台及以上时，可增设第二台低压厂用备用变压器；容量为 200MW 的机组，每 2 台机组可合用 1 台低压厂用备用变压器；容量为 300MW 及以上的机组，每台机组宜设 1 台低压厂用备用变压器。

当低压厂用变压器采用两台变压器互为(暗)备用时，互为备用的负荷应分别由两台变压器供电，两台变压器之间不宜装设自动投入装置。远离主厂房的Ⅱ类负荷，宜采用邻近的两台变压器互为备用的方式。互为备用的低压厂用变压器不应再设专用的备用变压器。

4.5.5 高压厂用备用或启动/备用电源，可采用下列引接方式：

1. 当无发电机电压母线时，由高压母线中电源可靠的最低一级电压母线或由联络变压器的第三(低压)绕组引接，并应保证在全厂停电的情况下，能从外部电力系统取得足够的电源(包括三绕组变压器的中压侧从高压侧取得电源)。

2. 当有发电机电压母线时，由该母线引接 1 个备用电源。

3. 当技术经济合理时，可由外部电网引接专用线路供给。

4. 全厂需要 2 个及以上高压厂用备用或启动/备用电源时，应引自两个相对独立的电源。

5. 从220kV及以上中心点直接接地的电力系统中引接的高压厂用备用或启动/备用变压器,其中性点的接地线上不应装设隔离开关。

4.5.6 低压厂用备用变压器不宜与需要由其自动投入的低压厂用工作变压器接在同一高压母线段上。

4.5.7 厂用变压器接线组别的选择,应使厂用工作电源与备用电源之间的相位一致,以便厂用电源的切换可采用并联切换的方式。低压厂用变压器宜采用“Dyn”的接线。

4.5.8 全厂只有1个高压或低压厂用备用或启动/备用电源时,与各厂用母线段的连接方式如下:

1. 宜采用分组支接的方式,每组支接的母线段可为2～4段。

2. 在备用或启动/备用变压器的低压侧总出口处宜装设隔离电器。

4.6.3 当机组采用计算机监控时,应设置交流不停电电源。交流不停电电源宜采用静态逆变装置,不宜再设备用。

4.6.4 不停电母线段应采用单母线接线,按机组分段,分别供给本机组的不停电负荷。

为了保证不停电负荷供电的连续性和测量的正确性,正常情况下,不停电母线段应由不停电电源供电。当不停电电源发生故障时,应自动切换到本机组的交流保安母线段供电,在切换时交流侧的断电时间应不大于5ms。

4.7 厂用电负荷的连接和供电方式

4.7.1 厂用电负荷的连接原则如下:

1. 锅炉和汽轮发电机组用的电动机应分别连接到与其相应的高压和低压厂用母线段上。对于60MW及以下的机组,互为备用的重要设备(如凝结水泵)也可采用交叉供电方式。

2. 每炉有2段厂用母线时,应将双套辅机分接在2段母线上。对于工艺上有连锁要求的Ⅰ类高低压电动机,应接于同一条电源通道上。

3. 当无公用母线段时,全厂公用性负荷应根据负荷容量和对供电可靠性的要求,分别接在各段厂用母线上,但应适当集中。当有公用母线段时,相同的Ⅰ类公用电动机不应全部接在同一公用母线段上。对200MW及以上机组,公用负荷也可由启动/备用变压器供电。

4 无汽动给水泵的200MW/300MW机组,每台机组为2台电动给水泵时,其2台泵应接在本机组2段工作母线上;每台机组为3台电动给水泵时,其中1台泵应跨接在本机组的2段工作母线上。

有汽动给水泵的300MW/600MW机组,其备用电动给水泵,宜接在本机组的工作母线上,也可接在启动/备用变压器供电的公用母线上;当600MW机组接在启动/备用变压器供电的且有2段公用母线时,宜用跨接方式。

4.7.2 主厂房附近的高压厂用电动机和低压厂用变压器宜由主厂房内的母线单独供电。在经济上合理时,可以采用组合供电方式。即在负荷中心设立2段公用母线段,其电源可分别从第1第2台机组的厂用工作母线段上引接,也可由启动/备用变压器供电。

4.7.3 对远离主厂房的高压电动机,当系单元机组单独使用时,应接自本机组的高压厂用工作母线段;如系2台及以上机组公用时,经技术经济比较,可采用下列接线方式:

1. 在负荷中心设置配电装置,从不同机组的高压厂用工作母线段或从带公用负荷的高压厂用启动/备用变压器引接2回或2回以上线路作为工作电源和备用电源。备用电源也可由外部电网引接。

2. 在负荷中心设置变电所，从不同机组的高压厂用工作母线段或从带公用负荷的并由高压启动/备用变压器供电的母线段经升压变压器引接2回线路；或从发电厂内110kV以下配电装置的不同母线段引接2回线路作为工作电源和备用电源。

4.7.4　中央水泵房的供电方式，应经技术经济比较决定。常用的供电方式如下：

1. 单元制机组独用的各电动机直接由主厂房内各机组厂用母线段单独供电。

2.(当全厂只有1个水泵房时，在水泵房设置2段专用母线，循环水泵电动机分别接于2段母线上，由主厂房内不同机组的厂用母线段引接2回工作电源和1回备用电源。备用电源也可由带有公用负荷的高压启动/备用变压器或外部电网引接。

3.(当水泵房数量在2个及以上，且各泵房供水量相差不大时，可在每个泵房设置1段专用母线，分别从主厂房内不同机组的厂用母线段引接工作电源和备用电源。备用电源也可由带有公用负荷的高压启动/备用变压器或外部电网引接。

4.(当水泵房远离主厂房、且负荷较大时，也可在就地设置变电所，从主厂房内不同机组的高压厂用母线段或带有公用负荷的并由高压启动/备用变压器供电的母线段经升压变压器或从发电厂内110kV以下配电装置的不同母线段引接2回或2回以上线路作为工作电源和备用电源。

4.7.5　主厂房内低压电动机的供电方式，可采用明（专用）备用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）的供电方式，也可采用暗（互为）备用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）的供电方式。

1. 明备用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）的供电方式：

（1）Ⅰ类电动机和75kW及以上的Ⅱ、Ⅲ类电动机，宜由动力中心直接供电。

（2）容量为75kW以下的Ⅱ、Ⅲ类电动机，宜由电动机控制中心供电。

（3）容量为5.5kW及以下的Ⅰ类电动机，如有2台，且互为备用时，可以由动力中心不同母线段上供电的电动机控制中心供电。

（4）电动机控制中心上接有Ⅱ类负荷时，应采用双电源供电（手动切换）；当仅接有Ⅲ类负荷时，可采用单电源供电。

2. 暗备用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）的供电方式：

（1）低压厂用变压器、动力中心和电动机控制中心宜成对设置，建立双路电源通道。2台低压厂用变压器间暗（互为）备用，宜采用手动切换。

（2）成对的电动机控制中心，由对应的动力中心单电源供电。成对的电动机分别由对应的动力中心和电动机控制中心供电。

（3）容量为75kW及以上的电动机宜由动力中心供电，75kW以下的电动机宜由电动机控制中心供电。

（4）对于单台的Ⅰ、Ⅱ类电动机应单独设立1个双电源供电的电动机控制中心，双电源应从不同的动力中心引接；对接有Ⅰ类负荷的电动机控制中心双电源应自动切换，接有Ⅱ类负荷的电动机控制中心双电源可手动切换。

4.7.6　主厂房以外低压电动机的供电方式：

1. 对于输煤、除灰、化学水处理、油泵房和电气除尘等车间，当其负荷中心离主厂房较远、且容量较大时，宜单独装设变压器供电，并根据负荷的重要性，装设备用电源的自动或手动投入装置。当容量不大，且离主厂房较近时，可由主厂房内动力中心（PC）或电动机控制中心（MCC）直接供电。

2. 对于380V深井水泵电动机群,宜采用变压器电动机组支接在高压专用架空线路上的方式供电。

4.7.7 由双电源手动切换供电的电动机控制中心接线方式如下:

1. 2回电源进线接自同一台变压器时,可采用2副能开断额定电流的单投进线隔离开关的接线。

2. 2回电源进线接自不同变压器时,应采用1副能开断额定电流的双投或2副相互闭锁并能开断额定电流的单投进线隔离开关的接线。

4.7.8 直吹式制粉系统的给煤电动机,宜由动力中心直接供电。有条件时应使给煤机和对应的磨煤机及其附属设备接于同一条电源通道上。

4.7.9 给粉电动机的供电方式:

1. 每炉应设置2个独立的配电箱。配电箱采用单母线接线,给粉电动机以失去一半能使锅炉继续运行的原则分接在2个配电箱上。每个配电箱应有1个工作电源和1个备用电源。工作电源和备用电源应接于明备用动力中心(PC)的不同母线段上。正常运行时,2个配电箱的工作电源应由明备用动力中心(PC)的不同母线段上供电。当配电箱上工作电源失电而备用电源有电时,应自动切换到备用电源。如工作电源和备用电源同时失电,则应经延时(要大于备用动力中心母线备用电源自动投入的时间,可为0.5~1s)断开工作电源和备用电源,以免在锅炉熄火后,恢复供电时再送入煤粉引起锅炉爆炸。配电箱上的电源开关可采用交流接触器。其自动切换接线可参照附录E(提示的附录)。

当主厂房低压电动机采用暗备用动力中心(PC)和电动机控制中心(MCC)的供电方式时,每炉可按给粉喷嘴层设置单电源供电的配电箱。当给粉喷嘴层数为奇数时,可增加一个配电箱,有1个给粉喷嘴层由2个配电箱供电,配电箱分别接自2个不同的暗备用动力中心(PC);根据工艺要求,也可采用奇数中的1个给粉喷嘴层接1个配电箱,而将配电箱交叉接自2个不同的暗备用动力中心(PC)、并互为自投的接线。

2. 当给粉配电箱上电源开关采用交流接触器时,操作和自动切换接线应采用本身的380V交流电源,可从电源开关的上端支接。

3. 给粉电动机回路的交流接触器不应采用按钮并联自保持回路的接线方式,而应采用简单的通、断二态开关。以便电源恢复时,给粉电动机的交流接触器能可靠吸合。

4. 给粉电动机的同步操作器电源应接于相应的给粉配电箱母线上。给粉电动机的调速控制器电源应接于本电机的供电回路上。

4.7.10 热工配电箱的供电方式:

200MW及以上的机组每台机炉的热工配电箱各由两路380V电源供电,其中一路应由动力中心引接,另一路应由交流保安母线段上引接。125MW及以下的机组,每台机炉的热工配电箱也应由两路380V电源供电。

当低压厂用电系统中性点为非直接接地方式时,应在热控配电箱上装设隔离变压器,二次侧中性点直接接地。

4.7.11 主厂房正常照明的供电方式:

1. 当低压厂用电的中性点为直接接地系统,且机组容量为125MW及以下时,正常照明宜由动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电。

2. 当低压厂用电的中性点为非直接接地系统或机组容量为200MW及以上时,正常照明由高压或低压厂用电系统引接的照明变压器(二次侧应为380/220V中性点直接接地)供

电。从低压厂用电系统引接的照明变压器也可采用分散设置的方式。

4.8　低压检修供电网络

4.8.1　发电厂应设置固定的交流低压检修供电网络，并在各检修现场装设检修电源箱，供电焊机、电动工具和试验设备等使用。检修电源的容量应按电焊机的负荷确定。

4.8.2　检修网络宜采用单电源分组支接的供电接线，其接线原则如下：

1. 在主厂房内，宜由对应的动力中心引接。当380V厂用电为三相三线制时，可在检修配电箱内装设380/220V变压器，用于供给220V检修用电。

2. 主厂房以外的检修配电箱宜由就近的配电盘引接。

4.8.3　检修配电箱装设的地点和数量参照附录F(提示的附录)，电焊机的最大引线长度一般按50m考虑。

4.8.4　在主厂房内的检修配电箱中，其回路数应不少于4回，箱内宜装设封闭的开关、插座及易于更换的熔断器。

4.8.5　检修网络宜装设漏电保护。

14.2.2　水力发电厂厂用电接线要求、备用方式和负荷配置原则

《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

规范引用

5.1.1　厂用电电源必须符合以下基本要求：

1. 满足各种运行方式下的厂用电负荷需要，并保证供电。

2. 电源相对独立。

3. 当一个电源故障时，另一电源应能自动或远方操作切换投入。

5.1.2　厂用电电源首先应考虑从发电机电压母线或单元分支线上引接，由本厂机组供电。当单元接线上装设断路器或隔离开关时，厂用电电源宜在主变压器低压侧引接；对抽水蓄能电厂当发电机电压母线上装有倒相开关时，则应从倒相开关与主变压器低压侧之间引接。

5.1.3　当厂用电需要外来电源(非本厂发电机组供电的电源)时，其取得方式一般如下：

1. 通过主变压器倒送厂用电。

2. 取自高压联络自耦变压器的第三绕组。

3. 取自与系统连接的地区电网、近区或保留的施工变电所、地方小水电或地理位置相近的水电厂之间的联络线等电源。

4. 从电厂的高压侧母线引接。

5.1.4　从电厂的110kV及以上电压级的高压母线上引接厂用电电源必须通过技术经济比较论证确定。

5.1.5　对担任系统峰荷、经常全厂停机的特别重要的大型水电厂或抽水蓄能电厂，如有可能与系统失去联系，又无其他可靠的厂用电外来电源，致使机组无法启动，影响大坝度汛安全或厂房可能被淹而危及人身或设备安全时，经过技术经济比较论证，可设置柴油发电机组或逆变电源装置作应急电源(包括黑启动电源)

5.1.6　水电厂在各种运行方式下，所连接的厂用电电源的数量应满足下列要求：

1. 全厂机组运行时，大型水电厂应不少于3个厂用电电源；中型水电厂应不少于2个厂

用电电源。

2. 当部分机组运行时，大型水电厂至少应有 2 个厂用电电源同时供电；中型水电厂也应有 2 个厂用电电源，但允许其中 1 个处于备用状态。

3. 全厂停机时，大型水电厂应有 2 个厂用电电源，但允许其中一个处于备用状态；中型水电厂允许 1 个厂用电电源供电。

4. 当机组、主变压器或引水隧洞等大修而使全厂停机时，允许仅 1 个厂用电电源供电。

5. 在厂用电电源设备检修期间，允许适当减少厂用电电源数量。

5.1.7 第一台机组发电时，厂用电电源数量应满足 5.1.6 第 2 款要求，其中 1 个电源应由本厂供给。

5.3 厂用电接线方式

5.3.1 高压厂用电系统一般采用单母线分段或分段环形接线，分段数应根据电源情况确定。

5.3.2 厂用电采用两级电压的大型水电厂，宜将机组自用电与全厂公用电分别用不同变压器组供电。

5.3.3 大型水电厂的机组自用电变压器宜接至高压厂用电母线上，当机组台数多，单机容量大，单机自用电负荷超过 100kVA 时，对担任基荷并采用单元接线的大型水电厂，此单机自用电负荷可由接至机端的单机自用电变压器供电；对担任峰荷的大型水电厂，单机自用电负荷不宜由接机端的单机自用电变压器供电，宜由接至高压厂用电母线的单机自用电变压器供电。

5.3.4 中型水电厂机组自用电与全厂公用电宜采用混合供电方式。

5.3.5 当发电机引出线及其分支线均采用离相封闭母线，且分支回路采用单相设备或分相隔离措施时，厂用电变压器的高压侧可不装设断路器和隔离开关；当厂用电分支线未采用离相封闭母线时，厂用电变压器高压侧宜装设断路器；若不装设，则需采取下列措施：

1. 采用负荷开关、隔离开关或连接片，但应满足动热稳定的要求或采取防止相间短路的措施。当采用隔离开关时，应使隔离开关能拉切所连接变压器的空载电流。

2. 采取限制短路电流措施，以便能采用额定短路开断电流较小的断路器。

5.3.6 对装机容量为 200MW 以下、单机容量在 100MW 及以下且发电机引出线未采用离相封闭母线、厂用变压器容量在 800kVA 以下的水电厂，如高压熔断器或高压限流熔断器分断能力能满足厂用电分支线处预期短路电流值要求，厂用电变压器高压侧可采用高压熔断器或高压限流熔断器组合保护装置保护，但与上述熔断器配套使用的负荷开关应能可靠地开断过负荷电流，并应设闭锁装置保证负荷开关不误切短路电流，同时宜校验厂用电变压器高、低压侧保护动作的选择性。

5.3.7 中型水电厂厂内用电变压器与坝区用电变压器的高压侧不宜合用一组断路器。厂用电变压器与近区用电变压器的高压侧不应合用一组断路器，也不应以三绕组变压器供电。

5.4 厂用电负荷的连接与供电方式

5.4.1 高压厂用电负荷的连接原则。

1. 厂、坝区的厂用电高压电动机和低压厂用电变压器宜由厂用电高压母线直接供给，同一用途的高压厂用电电动机、低压厂用电变压器应分别接至不同分段的高压母

线上。

2. 当有地区电网时，不宜从高压厂用电母线上引接回路供给近区及水电厂生活区用电。

3. 厂、坝区负荷，如容量较大，距离较远时，宜装设单独配电变压器供电。

5.4.2 对有紧急泄洪要求的大坝闸门启闭机，应有两个电源，当特别重要的泄洪设施无法以手动方式开启闸门满足泄洪要求时，经论证可设第三个电源。

5.4.3 厂内及其附近的厂用电低压负荷宜以主、分配电屏双层辐射式供电，分配电屏布置于所供电的负荷附近。靠近主配电屏或容量较大或可靠性要求较高的负荷，也可从主配电屏直接引出，以单层辐射式供电。

为了保护动作的选择性，重要负荷辐射式供电的级数不宜大于两级。

5.4.4 对机组台数较少，且容量较小的水电厂，可以单层辐射式供电，即自主配电屏直接引出回路供给负荷。

5.4.5 厂用电负荷按重要性可分为三类。

Ⅰ类负荷：停止此类负荷供电，将使水电厂不能正常运行或停止运行。应保证其供电的可靠性，允许中断供电的时间根据负荷情况可为自动或人工切换电源的时间。

Ⅱ类负荷：短时停止此类负荷供电不会影响水电厂正常运行，应尽量保证其供电可靠性，其允许中断供电的时间为人工切换操作或紧急修复的时间。

Ⅲ类负荷：允许较长时间的停电而不会影响水电厂正常运行。

按负荷重要性分类的各种负荷见附录A。

5.4.6 对Ⅰ类负荷应由两个电源供电，其供电方式如下：

1. 机械上互为备用的Ⅰ类负荷应从不同分段的主配电屏或自不同分段主配电屏所供给的分配电屏分别引出电源供电。

2. 机械上只有一套的Ⅰ类负荷，也应从不同分段的主配电屏或自不同分段主配电屏所供给的分配电屏分别引出电源供电。两个电源经切换操作可互为备用。

3. 向Ⅰ类负荷供电的不同电源的两分配电屏之间设联络线互为备用时，该联络线上应装设操作电器。

4. 向Ⅰ类负荷供电的分配电屏，以双投刀开关或其他方式与不同分段的主配电屏连接。

5. 装有双电源切换装置的分配电箱或控制箱宜尽量靠近用电负荷。

6. 向"无人值班"（少人值守）水电厂Ⅰ类负荷供电的两个电源，应能自动切换，互为备用。

5.4.7 对Ⅱ类负荷的供电方式如下：

1. 从主配电屏或分配电屏以单层辐射或双层辐射式供电。

2. 对数量较多，但不同时运行的负荷以环形供电方式供电，环形供电的两端宜接至不同电源的配电屏上。

5.4.8 对Ⅲ类负荷可采用干线式供电。

5.4.9 在分配电屏的电源进线上应装设隔离电器，但不宜装设保护电器。

5.4.10 应适当预留备用出线回路。

5.5 检修供电

5.5.1 在检修负荷集中的地点应装设专用检修配电屏（箱）。检修配电屏（箱）宜单独

计量电量,其装设地点和数量根据工程具体情况确定。

5.5.2 对检修负荷特别大的大型水电厂,可设置检修专用变压器。

5.5.3 检修配电屏(箱)宜由低压厂用电主配电屏直接引出回路供电。对离主配电屏较远的检修配电屏(箱)或其他检修负荷,也可由就近的分配电屏引接。

5.5.4 厂用电备用电源变压器可兼供检修用电。

14.2.3 220~500kV变电所用电接线要求、备用方式和负荷配置原则

规范引用 《220~500kV变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)

4.1 所用电源

4.1.1 220kV变电所宜从主变压器低压侧分别引接两台容量相同,可互为备用,分列运行的所用工作变压器。每台工作变压器按全所计算负荷选择。

只有一台主变压器时,其中一台所用变压器宜从所外电源引接。

4.1.2 330~500kV变电所的主变压器为两台(组)及以上时,由主变压器低压侧引接的所用工作变压器台数不宜少于两台,并应装设一台从所外可靠电源引接的专用备用变压器。

每台工作变压器的容量宜至少考虑两台(组)主变压器的冷却用电负荷。专用备用变压器的容量应与最大的工作变压器容量相同。

初期只有一台(组)主变压器时。除由所内引接一台工作变压器外,应再设置一台由所外可靠电源引接的所用工作变压器。

4.2 所用电接线方式

4.2.1 所用电低压系统应采用三相四线制,系统的中性点直接接地。系统额定电压为380/220V。

4.2.2 所用电母线采用按工作变压器划分的单母线。相邻两段工作母线间可配置分段或联络断路器,但宜同时供电分别运行。两段工作母线间不宜装设自动投入装置。

4.2.3 当任一台工作变压器退出时,专用备用变压器应能自动切换至失电的工作母线段继续供电。

4.3 所用电负荷的供电方式

4.3.1 所用电负荷宜由所用配电屏直配供电。对重要负荷应采用分别接在两段母线上的双回路供电方式。

4.3.2 强油风(水)冷主变压器的冷却装置、有载调压装置及带电滤油装置,宜按下列方式共同设置可互为备用的双回路电源进线。并只在冷却装置控制箱内自动相互切换。

1. 主变压器为三相变压器时,宜按台分别设置双回路;

2. 主变压器为单相变压器组时,宜按组分别设置双回路,各相变压器的用电负荷接在经切换后的进线上。

4.3.3 330~500kV变电所的控制楼、通信楼,可根据负荷需要,分别设置专用配电屏向楼内负荷供电。专用屏宜采用单母线接线。

4.3.4 断路器、隔离开关的操作及加热负荷,可采用按配电装置区域划分的,分别接在两段所用电母线的下列双回路供电方式:

1. 各区域分别设置环形供电网络,并在环网中间设置刀开关以开环运行。

2. 各区域分别设置专用配电箱，向各间隔负荷辐射供电，配电箱电源进线一路运行，一路备用。

4.3.5　检修电源网络宜采用按配电装置区域划分的单回路分支供电方式。

4.4　交流不停电电源

4.4.1　不停电电源宜采用成套UPS装置，或由直流系统和逆变器联合组成。电源装置可以按全部负载集中设置，也可按不同负载分散设置。

4.4.2　不停电电源宜采用具有稳压稳频性能的装置，额定输出电压为单相220V，额定输出频率50Hz。

4.4.3　供计算机使用的不停电电源装置，其容量的选择宜留有裕度。

14.3　厂(所)用电系统的计算和设备选择

14.3.1　火力发电厂厂用电系统的计算和设备选择

14.3.1.1　火力发电厂厂用变压器和电抗器的选择

规范引用　《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

5.1　负荷计算

5.1.1　选择厂用电源容量时，应按机组的辅机可能出现的最大运行方式计算，具体计算原则：

1. 连续运行的设备应予计算。

2. 当机组运行时，对于不经常而连续运行的设备(如备用励磁机、备用电动给水泵等)也应予计算。

3. 不经常而短时及不经常而断续运行的设备不予计算，但由电抗器供电的应全部计算。

4. 由同一厂用电源供电的互为备用的设备只计算运行的部分。

5. 互为备用而由不同厂用电源供电的设备，应全部计算。

6. 其他类型设备负荷的计算方法参照附录G(提示的附录)。

7. 对于分裂变压器，其高、低压绕组中通过的负荷应分别计算。当两个低压绕组接有互为备用的设备时，对高压绕组应按本条第4项计算，对低压绕组可按本条第5项计算。

8. 对于分裂电抗器，应分别计算每一臂中通过的负荷，其计算原则与普通电抗器相同。

厂用负荷的运行方式参照附录B(提示的附录)。

5.1.2　负荷计算宜采用“换算系数”法。有关计算方法参照附录G(提示的附录)。

5.2　容量选择

5.2.1　高压厂用工作变压器的容量宜按高压电动机厂用计算负荷与低压厂用电的计算负荷之和选择。如公用负荷正常由第一台(组)高压厂用启动/备用变压器供电，则应考虑启动/备用变压器检修时，由第一台(组)高压厂用工作变压器接带全部公用负荷，也可由第

一台(组)与第二台(组)高压厂用工作变压器各接带50%公用负荷。

低压厂用工作变压器的容量宜留有10%的裕度。

5.2.2 厂用电抗器的容量选择,除应符合《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005)有关要求外,宜留有适当裕度。当经济上合理时,可较计算负荷增大一级。

5.2.3 发电厂厂用备用变压器(电抗器)或启动/备用变压器的容量,应按下列要求选择:

1 高压厂用备用变压器(电抗器)或启动/备用变压器的容量不应小于最大一台(组)高压厂用工作变压器(电抗器)的容量;当启动/备用变压器带有公用负荷时,其容量还应满足最大一台(组)高压厂用工作变压器备用要求。

对于单元制接线的发电机,当发电机出口装有断路器或负荷开关时,高压厂用备用变压器(电抗器)的容量可为1台高压厂用工作变压器(电抗器)的60%~100%。

2 低压厂用备用变压器的容量应与最大一台低压厂用工作变压器的容量相同。

5.3 电压调整

5.3.1 在正常的电源电压偏移和厂用负荷波动的情况下,厂用电各级母线的电压偏移应不超过额定电压的±5%。

有关电压调整的计算方法参照附录H(标准的附录)。

5.3.2 电源电压的波动范围应根据各电厂的具体情况确定。发电机出口电压的波动范围,可按5%考虑。当发电机出口无断路器或负荷开关时,为了提高单元机组的运行可靠性,出口引接的高压厂用工作变压器不应采用有载调压变压器。为了满足第5.3.1条的要求,高压厂用工作变压器的阻抗电压(对分裂变压器为分裂绕组额定容量为基准的穿越阻抗电压)不宜大于10.5%。对于有进相运行要求的大容量发电机,厂用变压器的阻抗选择及调压方式应通过全面的技术经济比较后确定。

5.3.3 当高压厂用备用变压器的阻抗电压在10.5%以上时,或引接地点的电压波动超过±5%时,应采用有载调压变压器。备用变压器引接地点的电压波动应计及全厂停电时负荷潮流变化引起的电压变化。

5.6 阻抗选择

5.6.1 高压厂用变压器或电抗器的阻抗选择,应使厂用电系统能采用轻型的电器设备,满足电动机正常启动和成组自启动时的电压水平。并应满足5.3.2条的要求和考虑对电缆热稳定的影响。此外,对电抗器尚应满足其本身的动、热稳定的要求。

低压厂用变压器的阻抗应按低压电器对短路电流的承受能力来确定。

14.3.1.2 火力发电厂厂用电动机启动时的电压校验

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

5.4 电动机正常启动时的电压校验

5.4.1 最大容量的电动机正常启动时,厂用母线的电压应不低于额定电压的80%。容易启动的电动机启动时电动机的端电压应不低于额定电压70%,对于启动特别困难的电动机,当制造厂有明确合理的启动电压要求时,应满足制造厂的要求。

有关电动机启动电压的计算方法参照附录J(标准的附录)。

5.4.2 当电动机的功率(kW)为电源容量(kVA)的20%以上时,应验算正常启动时的

电压水平;但对2MW及以下的6kV电动机,可不必校验。

5.5 成组电动机自启动时厂用母线电压的校验

5.5.1 为了保证Ⅰ类电动机的自启动,应对成组电动机自启动时的厂用母线电压进行校验。自启动时,厂用母线电压应不低于表14-4的规定。

表14-4 自启动要求的最低母线电压

名称	自启动方式	自启动电压/(%)
高压厂用母线		65～70
低压厂用母线	低压母线单独自启动	60
	低压母线与高压母线串接自启动	55

5.5.2 厂用工作电源可只考虑失压自启动,而厂用备用或启动/备用电源应考虑空载、失压及带负荷自启动三种方式:

1. 空载自启动——备用电源空载状态自动投入失去电源的工作段时形成的自启动。

2. 失压自启动——运行中突然出现事故低电压,当事故消除、电压恢复时形成的自启动。

3. 带负荷自启动——备用电源已带一部分负荷,又自动投入失去电源的工作段时形成的自启动。

对于低压厂用变压器尚需校验高、低压厂用母线串接自启动的工况。

有关计算方法参照附录K(标准的附录)。

14.3.1.3 火力发电厂厂用电动机

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

6.1 型式选择

6.1.1 厂用电动机宜采用高效、节能的交流电动机。当厂用交流电源消失时仍要求连续工作的设备可采用直流电动机。

6.1.2 厂用交流电动机宜采用鼠笼式,启动力矩要求大的设备,应采用深槽式或双鼠笼式,对于重载启动的Ⅰ类电动机(如直吹式制粉系统中的中速磨煤机),应与工艺专业协调电动机容量与轴功率之间的配合裕度,或采用特殊高启动转矩的电动机,以满足自启动的要求。

对于反复、重载启动或需要在小范围内调速的机械(如吊车、抓斗机等),可采用绕线式电动机。

6.1.3 对200MW及以上机组的大容量辅机,为了提高运行的经济性,可采用双速电动机或其他调速措施。

6.1.4 电动机的外壳防护等级和冷却方式应与周围环境条件相适应。在潮湿、多灰尘的车间(如锅炉房、煤场等),外壳防护等级要达到IP54级要求,其他一般场所,可采用不低于IP23级,对于有爆炸危险的场所应采用防爆型电机。

6.1.5 电动机用于特殊环境(如高原、热带和户外等)时,应选用相应的专用电机。

6.2 电压选择及容量校验

6.2.1 厂用电动机的电压可按容量选择，其选择原则：

1. 当高压厂用电电压为10kV及3kV 2级时，1800kW以上的电动机宜采用10kV，200～1800kW电动机宜采用3kV，200kW以下的电动机宜采用380V，200kW及1800kW左右的电动机可按工程的具体情况确定。

2. 当高压厂用电压为6kV 1级时，200kW以上的电动机可采用6kV，200kW以下宜采用380V，200kW左右的电动机可按工程的具体情况确定。

3. 当高压厂用电压为3kV(或10kV)1级时，100kW(或200kW)以上的电动机采用3kV(或10kV)，100kW(或200kW)以下者采用380V，100kW(或200kW)左右的电动机可按工程的具体情况确定。

6.2.2 对于机械转动惯量大或重载启动的(如引风机、排粉机、中速磨煤机、输煤皮带等)电动机，当使用条件与制造厂配套不符时，应按启动条件校验其容量。

6.2.3 对于鼠笼式电动机，应按冷状态启动2次或热状态启动1次进行校验。计算方法参照附录L(提示的附录)。

6.2.4 当电动机用于1000～4000m的高海拔地区时，如使用地点的环境最高温度随海拔高度而递减并满足下式时，则电动机的额定功率不变，即

$$\frac{h-1000}{100}\Delta Q-(40-\theta)\leqslant 0$$

式中：h——使用地点的海拔高度(m)；

ΔQ——海拔高度每升高100m影响电动机温升的递增值，为电动机额定温升的1%(℃)；

θ——使用地点的环境最高温度(℃)，当无通风设计资料时，可取最热月平均最高温度加5℃。

当不能满足上式时，则按上式计算超过1℃，电动机的使用容量降低1%，或与制造厂协商处理。

14.3.1.4 火力发电厂厂用电短路电流计算及电器和导体的选择

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

7.1 高压厂用电系统短路电流计算

7.1.1 计算短路电流时，应按可能发生最大短路电流的正常接线方式，不考虑仅在切换过程中短时并列的运行方式。

7.1.2 高压厂用电系统的短路电流计算应计及电动机的反馈电流，并考虑高压厂用变压器短路阻抗在制造上的负误差。

对于厂用电源供给的短路电流，其周期分量在整个短路过程中可认为不衰减，其非周期分量可按厂用电源的衰减时间常数计算。

对于异步电动机的反馈电流，其周期分量和非周期分量可按相同的等值衰减时间常数计算。

7.1.3 当主保护装置动作时间与断路器固有分闸时间之和大于0.15s时，可不考虑短路电流非周期分量对断路器开断能力的影响，但在下列条件下应计及其影响：

1. 主保护装置动作时间与断路器固有分闸时间之和小于0.11s。

2. 上述时间为0.11～0.15s，且短路电流的周期分量为断路器额定开断电流的90%以上。

7.1.4 100MW及以下机组，应计及电动机反馈电流对电器和导体动稳定的影响，可不计及对热稳定及断路器开断电流的影响。

对于125MW及以上机组，应计及电动机反馈电流对电器和导体的动、热稳定以及断路器开断电流的影响。

计及异步电动机反馈的短路电流计算方法参照附录M(提示的附录)。

7.2 高压厂用设备的选型

7.2.1 容量为125MW及以下机组的高压厂用断路器宜采用少油型，对启停频繁的高压厂用电回路宜采用真空断路器或高压熔断器串真空接触器组合设备，容量为200MW及以上机组可采用真空断路器与高压熔断器串真空接触器的组合设备。

7.2.2 容量为200MW及以上的机组，主厂房及网控楼内的低压厂用变压器应采用干式变压器。

7.2.3 高压熔断器串真空接触器的选择：

1. 高压熔断器应根据被保护设备的特性，选择专用的高压限流型熔断器。高压限流熔断器不宜并联使用，也不宜降压使用。

2. 高压熔断器的额定开断电流应大于回路中最大预期短路电流周期分量有效值。

3. 在架空线路和变压器架空线路组回路中，不宜采用高压熔断器串真空接触器作为保护和操作设备。

4. 真空接触器应能承受和关合限流熔断器的切断电流。

具体选择方法详见《高压熔断器串真空接触器回路设计技术规定》。

7.3 低压厂用电系统短路电流计算

7.3.1 低压厂用电系统的短路电流计算应考虑以下各点：

①计及电阻；

②低压厂用变压器高压侧的电压在短路时可以认为不变；

③在动力中心(PC)的馈线回路短路时，应计及馈线回路的阻抗，但可不计及异步电动机的反馈电流。

7.3.2 当在380V动力中心或电动机控制中心内发生短路时，应计及直接接在配电屏上的电动机反馈电流，计算方法参照附录N(提示的附录)。

7.3.3 经电缆线路发生短路时，其短路电流周期分量可从附录P(提示的附录)中查取。如电缆长度(m)与截面(mm^2)的比值大于0.5时，非周期分量可略去不计。

7.4 低压电器的选择

7.4.1 断路器和熔断器的额定短路分断能力校验

1. 断路器和熔断器安装地点的短路功率因数值应不低于断路器和熔断器的额定短路功率因数值。

2. 断路器和熔断器安装地点的预期短路电流值(周期分量有效值)应不大于允许的额定短路分断能力。当电源为下进线时，要考虑其对断路器分断能力的影响。断路器的分断能力尚应符合以下规定：

(1)当利用断路器本身的瞬时过电流脱扣器作为短路保护时，采用断路器的额定短路分断能力校验。

(2)当利用断路器本身的延时过电流脱扣器作为短路保护时,应采用断路器相应延时下的短路分断能力校验。

(3)当另装继电保护时,如其动作时间未超过该断路器延时脱扣器的最长延时时,则额定短路分断能力应采用延时脱扣下的短路分断能力。如另加继电保护的动作时间超过该断路器延时脱扣器的最长延时,则额定短路分断能力应按产品制造厂的规定。

3. 安装地点的预期短路电流值,系指分断瞬间一个周波内的周期性分量有效值。对于动作时间大于4个周波的断路器,可不计异步电动机的反馈电流。

4. 当安装地点的短路功率因数低于断路器和熔断器的额定短路功率因数时,额定短路分断能力宜留有适当裕度。

7.4.2 对于已满足额定短路分断能力的断路器,可不再校验其动、热稳定;但另装继电保护时,应校验断路器的热稳定。

7.4.3 断路器的瞬时或短延时脱扣器的整定电流,应按躲过电动机启动电流的条件选择,并按最小短路电流校验灵敏系数。短路电流计算方法参照附录N(提示的附录)。

在中性点直接接地的系统中,断路器过电流脱扣器的数量应选用3个,分励脱扣器和失压脱扣器的参数及辅助触头的数量,应满足控制和保护的要求。

7.4.4 熔断器的熔件应按通过正常的短时最大电流不熔断的条件来校验。如系电动机回路的熔件,则应按启动电流校验,其校验方法参照附录Q(标准的附录)。

7.4.5 隔离电器应满足承受短路电流动、热稳定的要求。

7.5 低压电器的组合

7.5.1 在电动机的供电回路中,宜装有隔离电器(用于隔离电源)、保护电器(用于切断短路电流)及操作电器(用于正常接通和开断回路),也可采用保护和操作合一的电器。对于供电干线可只装设隔离电器和保护电器。

隔离电器可采用隔离开关、插头等;保护电器可采用熔断器、断路器等;操作电器可采用接触器、磁力启动器、组合电器、断路器等。

常用的低压电器组合方式参照附录R(提示的附录)。

380V供电回路持续工作电流计算见附录S(提示的附录)。

7.5.2 在发生短路故障时,重要供电回路中的各级保护电器应有选择性地动作。

对干线上的熔件应较支线上的熔件大一定级差。决定级差时应计及上下级熔件熔断特性的误差。熔件的级差配合,参照附录Q(标准的附录)。

当支线上采用断路器时,干线上的断路器应延时动作。

7.5.3 在下列组合方式下,低压电器和导体可不校验动稳定或热稳定:

1. 用限流熔断器或额定电流为60A以下的熔断器保护的电器和导体可不校验热稳定。

2. 当熔件的额定电流不大于电缆额定载流量的2.5倍,且供电回路末端的最小短路电流大于熔件额定电流的5倍时,可不校验电缆的热稳定。

3. 当采用保护式磁力启动器或放在单独动力箱内的接触器时,可不校验动、热稳定。

4. 用限流断路器保护的电器和导体可不校验热稳定。

7.5.4 当电动机离低压厂用母线较远时,应按以下情况校验电缆或导体的电压损失:

1. 对电动机回路,正常工作时允许的电压损失宜小于5%。

2. 对起吊设备,应按不经常运行工作制时的启动条件验算,允许的最大电压损失(包括起吊设备内部的电压损失2%)为15%。

7.5.5 交流接触器与其协调配合的短路保护电器(SCPD),应符合制造厂推荐的保护方式,且该短路保护电器额定短路分断能力满足第7.4.1条的规定时,允许装在动力中心(PC)上。SCPD对交流接触器的保护,只要达到“a”型保护的要求。

7.5.6 用于控制Ⅰ、Ⅱ类电动机的交流接触器,不应将2台及以上不同回路的交流接触器装于同一个动力控制箱的单元内。

7.5.7 当回路中装有限流作用的短路保护电器时,该回路的电器和导体可按限流后最大短路电流值校验。

7.5.8 交流接触器和磁力启动器的等级和型号应按电动机的容量和工作方式选择。其吸持线圈的参数及辅助触头的数量应满足控制和连锁的要求。

选择热继电器时,应使电动机的工作电流在其整定值的可调范围内。

当隔离开关和组合电器需要切断负荷电流时,应校验其切断能力。

7.5.9 对起吊设备的电源回路,宜增设就地安装的隔离电器。

7.5.10 用熔断器和接触器组成的电动机供电回路,应装设带断相保护的热继电器或采用带触点的熔断器作为断相保护。

14.3.2 爆炸性环境电气设备的选择

规范引用 **《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)**

5.2.1 在爆炸性环境内,电气设备应根据下列因素进行选择:

①爆炸危险区域的分区;

②可燃性物质和可燃性粉尘的分级;

③可燃性物质的引燃温度;

④可燃性粉尘云、可燃性粉尘层的最低引燃温度。

5.2.2 危险区域划分与电气设备保护级别的关系应符合下列规定:

1. 爆炸性环境内电气设备保护级别的选择应符合表14-5的规定。

表14-5 爆炸性环境内电气设备保护级别的选择

危险区域	设备保护级别(EPL)
0区	Ga
1区	Ga或Gb
2区	Ga、Gb、Gc
20区	Da
21区	Da或Db
22区	Da、Db、Dc

2. 电气设备保护级别(EPL)与电气设备防爆结构的关系应符合表14-6的规定。

表 14-6　电气设备保护级别(EPL)与电气设备防爆结构的关系

设备保护级别(EPL)	电气设备防爆结构	防爆形式
Ga	本质安全型	“ia”
	浇封型	“ma”
	由两种独立的防爆类型组成的设备,每一种类型达到保护级别“Gb”的要求	—
	光辐射式设备和传输系统的保护	“op is”
Gb	隔爆型	“d”
	增安型	“e”[①]
	本质安全型	“ib”
	浇封型	“mb”
Gb	油浸型	“o”
	正压型	“px”、“py”
	充砂型	“q”
	本质安全现场总线概念(FISCO)	—
	光辐射式设备和传输系统的保护	“op pr”
Gc	本质安全型	“ic”
	浇封型	“mc”
	无火花	“n”、“nA”
	限制呼吸	“nR”
	限能	“nL”
	火花保护	“nC”
	正压型	“pz”
	非可燃现场总线概念(FNICO)	—
	光辐射式设备和传输系统的保护	“op sh”
Da	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
Db	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
	正压型	“pD”
Dc	本质安全型	“iD”
	浇封型	“mD”
	外壳保护型	“tD”
	正压型	“pD”

注:在 1 区中使用的增安型“e”电气设备仅限于下列电气设备:在正常运行中不产中火花、电弧或危险温度的接线盒和接线箱、包括主体为“d”或“m”型,接线部分为“e”型的电气产品;按现行国家标准《爆炸性环境 第 3 部分:由增安型“e”保护的设备》GB 3836.3—2010 附录 D 配置的合适热保护装置的“e”型低压异步电动机,启动频繁和环境条件恶劣者除外;“e”型荧光灯;“e”型测量仪表和仪表用电流互感器。

5.2.3 防爆电气设备的级别和组别不应低于该爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别，并应符合下列规定：

1. 气体、蒸气或粉尘分级与电气设备类别的关系应符合表14-7的规定。当存在有两种以上可燃性物质形成的爆炸性混合物时，应按照混合后的爆炸性混合物的级别和组别选用防爆设备，无据可查又不可能进行试验时，可按危险程度较高的级别和组别选用防爆电气设备。

对于标有适用于特定的气体、蒸气的环境的防爆设备，没有经过鉴定.不得使用于其他的气体环境内。

表14-7 气体、蒸气或粉尘分级与电气设备类别的关系

气体、蒸气或粉尘分级	设备类别
ⅡA	ⅡA、ⅡB或ⅡC
ⅡB	ⅡB或ⅡC
ⅡC	ⅡC
ⅢA	ⅢA、ⅢB或ⅢC
ⅢB	ⅢB或ⅢC
ⅢC	ⅢC

2. Ⅱ类电气设备的温度组别、最高表面温度和气体、蒸气引燃温度之间的关系符合表14-8的规定。

表14-8 Ⅱ类电气设备的温度组别、最高表面温度和气体、蒸气引燃温度之间的关系

电气设备温度组别	电气设备允许最高表面温度/℃	气体/蒸气的引燃温度/℃	适用的设备温度级别
T1	450	>450	T1～T6
T2	300	>300	T2～T6
T3	200	>200	T3～T6
T4	135	>135	T4～T6
T5	100	>100	T5～T6
T6	85	>85	T6

3. 安装在爆炸性粉尘环境中的电气设备应采取措施防止热表面点可燃性粉尘层引起的火灾危险。Ⅲ类电气设备的最高表面温度应按国家现行有关标准的规定进行选择。电气设备结构应满足电气设备在规定的运行条件下不降低防爆性能的要求。

5.2.4 当选用正压型电气设备及通风系统时，应符合下列规定：

1. 通风系统应采用非燃性材料制成，其结构应坚固，连接应严密，并不得有产生气体滞留的死角。

2. 电气设备应与通风系统联锁。运行前应先通风，并应在通风量大于电气设备及其通风系统管道容积的5倍时，接通设备的主电源。

3. 在运行中，进入电气设备及其通风系统内的气体不应含有可燃物质或其他有害物质。

4. 在电气设备及其通风系统运行中，对于px、py或pD型设备，其风压不应低于50Pa；

对于 pz 型设备,其风压不应低于 25Pa。当风压低于上述值时,应自动断开设备的主电源或发出信号。

5. 通风过程排出的气体不宜排入爆炸危险环境;当采取有效地防止火花和炽热颗粒从设备及其通风系统吹出的措施时,可排入 2 区空间。

6. 对闭路通风的正压型设备及其通风系统应供给清洁气体。

7. 电气设备外壳及通风系统的门或盖子应采取联锁装置或加警告标志等安全措施。

14.3.3 水力发电厂厂用电系统的计算和设备选择

14.3.3.1 水力发电厂厂用电变压器选择

规范引用 《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

6.1 厂用电最大负荷的分析统计

6.1.1 厂用电最大负荷应按下列各种运行方式分别分析统计:

1. 全部机组运行时。

2. 部分机组大修,其余机组运行(包括调相运行)时。

3. 全部机组停运时。

4. 可能使所连接的厂用电变压器出现最大负荷的其他运行方式。

全厂最大负荷按上述第 1、2 款运行方式分析统计取其最大者,某个厂用电电源最大负荷可在上述各款中按其可能出现的运行方式确定。

6.1.2 厂用电最大负荷应按下列原则计算:

1. 经常连续及经常短时运行的负荷均应计算。

2. 经常断续运行负荷应考虑同时率后计入。

3. 不经常连续及不经常短时运行的负荷应按设备组合运行情况计算,但不计仅在事故情况下运行的负荷。

4. 不经常断续运行的负荷,仅计入在机组检修时经常使用的负荷。

5. 互为备用的电动机,只计算参加运行的部分;当由不同电源供电,在计算该电源的最大负荷时,应分别计入。

主要厂用电负荷特性见附录 A。

6.1.3 厂用电最大负荷的计算方法见附录 B,应优先采用综合系数法。

6.1.4 各配电变压器的最大负荷宜根据具体情况分析统计确定。

6.2 厂用电变压器容量选择

6.2.1 厂用电变压器容量的选择和校验应符合下列原则:

1. 满足在各种运行方式下,可能出现的最大负荷。

2. 一台厂用电变压器计划检修或故障时,其余厂用电变压器应能担负Ⅰ、Ⅱ类厂用电负荷或短时担负厂用电最大负荷。但可不考虑一台厂用电变压器计划检修时另一台厂用电变压器故障或两台厂用电变压器同时故障的情况。

3. 保证需要自启动的电动机在故障消除后电动机启动时所连接的厂用电母线电压不低于额定电压的 60%~65%。

6.2.2 厂用电变压器容量可按下列要求选择:

1. 装设两台互为备用的厂用电电源变压器时,每台厂用电变压器的额定容量应满足所有Ⅰ、Ⅱ类负荷或短时满足厂用电最大负荷的需要。

2. 装设三台厂用电电源变压器互为备用或其中一台为明备用时,计及负荷分配不均匀等情况,每台的额定容量宜为厂用电最大负荷的50%~60%。

3. 装设三台以上厂用电电源变压器时,应按其接线的运行方式及所连接的负荷分析确定。

4. 厂用电配电变压器容量选择应满足所连接的最大负荷需要。当多台互为备用时,应符合上述第1、2、3款原则要求。

5. 厂用电变压器不宜采用强迫风冷时持续输出容量作为额定容量选择的依据。但对不经常运行或经常短时运行的厂用电配电变压器应充分利用其过负荷能力。

6.2.3 单机自用电变压器的额定容量应满足该台机组最大负荷需要。当两台单机自用电变压器可互为备用时,其容量选择则按6.2.2第1款原则进行。

6.2.4 互为备用的厂用电变压器在已带自身负荷后,还应满足另一台厂用电变压器需要自启动电动机成组自启动时的最低电压要求。

6.2.5 按5.1.5要求设置的柴油发电机组或逆变电源装置的容量应满足启动机组、消防用电、渗漏排水系统、事故照明、自动控制、远动通信及电子计算机系统等可能出现的最大负荷的需要。

6.2.6 选择厂用电变压器容量时,可不计其温度修正系数的影响。

6.3 厂用电变压器型式选择

6.3.1 布置在厂房内的厂用电变压器应采用干式变压器;如有架空进线时,需加强绝缘或采取有效的防雷措施,也可采用油浸式变压器。布置在屋外的厂用电变压器则宜选用油浸式变压器。

6.3.2 当厂用电变压器与离相封闭母线分支连接时,宜采用单相干式变压器。

6.3.3 当厂用电变压器的安装地点潮湿时,应采用防潮性能良好的干式变压器。

6.3.4 选择厂用电变压器的接线组别时,厂用电电源间相位宜一致。低压厂用电变压器宜选用D,yn11连接组别的三相变压器。

6.4 电压调整

6.4.1 在正常的电源电压偏差和厂用电负荷波动的情况下,厂用电各级母线的电压偏差不宜超过额定电压的±5%;当仅接有电动机时,则可不超过+10%和−5%。

6.4.2 接于发电机电压母线的厂用电电源变压器,当发电机出口电压的波动范围不超过±5%时,宜采用无励磁调压变压器;当需由系统倒送供厂用电时,应当验算电压偏差值,如超过容许值,则应采用带负荷调压的变压器。

电压调整计算方法见附录C。

6.4.3 经两级电压供电的低压厂用电变压器均可采用无励磁调压的变压器;照明专用变压器的调压方式经验算后确定。

6.5 阻抗选择

6.5.1 高、低压厂用电变压器的阻抗选择,应综合考虑厂用电系统能采用轻型的电器设备、满足电动机正常启动和成组自启动的电压水平及对电压调整的影响等因素。

6.5.2 低压厂用电变压器宜选用与普通变压器相同的阻抗值,引自大机组的机端或大容量的低压厂用电变压器的阻抗宜通过技术经济比较,确定是否需采用高阻抗的厂用电变

压器。

6.5.3 高压厂用电变压器应选用与普通变压器相同的阻抗值。

6.6 电动机启动时的电压校验

6.6.1 电动机正常启动时,所连接母线电压降应满足下列要求:

1. 电动机经常启动,不大于10%;不经常启动不大于15%。

2. 电动机能保证生产机械要求的启动转矩,且在不破坏同一线路及其他用电设备供电的条件下,可不大于20%。

3. 电动机由单独的变压器供电且不经常启动时,应按生产机械要求的启动转矩确定,可大于20%。

6.6.2 当电动机成组自启动时,低压厂用母线电压应不低于下列要求:

1. 空载或失压自启动为65%。

2. 带负荷自启动或低压母线与高压母线串接自启动为60%。

6.6.3 电动机自启动应按最不利的厂用电接线与运行方式进行电压验算;对明备用变压器可按失压和空载自启动验算;对暗备用(互为备用)变压器应按带负荷自启动验算。当采用两级厂用电压供电时,对以上两种方式均应按高、低压厂用电母线串接自启动进行验算。

6.6.4 除过坝设施用的高压电动机外,高压电动机可不必验算正常启动时电压水平。低压电动机的功率(kW)不小于20%电源变压器容量(kVA)时,应验算正常启动时电动机所连接母线的电压水平。对配电支线较长的低压电动机,应验算正常启动时电动机的端子电压降。

6.6.5 电动机启动电压校验方法见附录D。

14.3.3.2 水力发电厂厂用电电动机选择

规范引用 **《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)**

7.1 电动机的型式、电压选择与容量校验

7.1.1 厂用电电动机应采用高效、节能的交流电动机。当交流电源消失时仍要求工作及调速范围广的设备可采用直流电动机。

7.1.2 厂用电电动机宜采用鼠笼型异步电动机,当重载启动经效验不能满足启动力矩要求及工作条件繁重的反复短时工作制的电动机可采用绕线型异步电动机。

7.1.3 电动机的外壳防护等级和冷却方式应与周围环境条件相适应。在潮湿环境(如水轮机室、蜗壳层、闸门室、坝内廊道等),外壳防护等级宜达到《外壳防护等级(IP代码)》(GB 4208—2008)中IP44级的要求;其他一般场所,可采用不低于IP23级;对于有爆炸危险的场所应采用防爆型电动机。厂用电电动机的冷却方式可采用封闭自扇冷式。

7.1.4 对用于特殊环境(如高原、湿热带和屋外等)的厂用电电动机应选用相应的专用电动机。

7.1.5 厂用电电动机电压选择原则。

1. 厂用电电动机宜采用380V电压电动机,如需采用高压电动机,应进行技术经济比较确定。

2. 当需要采用高压电动机时,其电压宜与高压厂用电压一致。

7.1.6 当电动机用于1000～4000m的高海拔地区时，而使用地点的环境最高温度随海拔升高而递减至40℃以下，如电动机温升的递增值与使用地点环境温度的递减值的关系能满足下式时，则电动机可按铭牌规定的额定功率运行。

$$\frac{h-1000}{100}\Delta Q \leqslant 40-t_0 \tag{14-8}$$

式中：h——使用地点的海拔高度(m)；

ΔQ——海拔高度每增加100m影响电动机温升的递增值，其值为电动机额定温升的1%(℃)；

t_0——使用地点的实际环境最高温度(℃)。

当电动机温升的递增值大于使用地点环境温度的递减值，即满足下式时，

$$\frac{h-1000}{100}\Delta Q \geqslant 40-t_0 \tag{14-9}$$

电动机的允许极限工作温度按每超过1℃，降低额定功率1%使用，或与制造厂协商处理。

7.1.7 对重载启动的厂用电电动机，当使用条件与制造厂配套不符时，应按启动条件校验其容量。

7.2 电动机启动方式选择

7.2.1 鼠笼型厂用电电动机应首先考虑采用全压启动，当不能满足7.2.2要求时，可选用降压启动方式。

7.2.2 鼠笼型电动机全压启动时，应满足以下条件：

1. 电动机启动时，所连接母线的电压应满足6.6.1要求。

2. 电动机所配的生产机械允许全压启动。

3. 供电设备的过负荷，不应超过允许值。由变压器供电时，经常启动(每天启动6次)电动机启动时的总电流不超过变压器额定电流的4倍。由内燃机带动的小容量发电机供电时，还应考虑原动机允许的冲击负荷。

4. 电动机启动时，其端电压应保证有足够的启动力矩。

7.2.3 电动机采用降压启动时应满足7.2.2第1及4款的要求。

7.2.4 鼠笼型电动机的降压启动方式，应在满足7.2.3要求的前提下，按所用设备少、接线简单可靠、启动性能好、价格低、电能损耗小等因素综合比较确定。可按下列次序选择：

1. 星—三角降压启动。

2. 延边三角形降压启动。

3. 自耦变压器降压启动。

4. 软启动器启动。

5. 电抗器降压启动。

但对重要且频繁启动的大容量低压鼠笼型电动机，宜选用软启动器启动。

7.2.5 绕线式电动机除有特殊要求外，宜采用频敏变阻器启动。

7.2.6 电动机启动电压计算见附录D。

14.3.3.3 水力发电厂厂用电系统短路电流计算

《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

规范引用

8.1 高压厂用电系统短路电流计算

8.1.1 本节的短路电流计算仅适用于选择与校验高压厂用电系统中的电器设备和导体。

8.1.2 高压厂用电系统短路电流计算,可不计算断路器开断时的直流分量和短路冲击电流。

8.1.3 计算短路电流时,应按可能发生最大短路电流的正常接线方式,不考虑仅在切换过程中短时并列的运行方式。

8.1.4 同时运行的高压电动机总容量不大于1500kW时,高压厂用电系统的短路电流计算可不计电动机的反馈电流。

8.1.5 由发电机端或升高电压侧引接的厂用电电源,电源侧系统阻抗可忽略。从地区电网取厂用电电源时,应计及系统阻抗。厂用电系统的短路电流的周期分量在整个短路过程中可按不衰减计算。

8.1.6 高压厂用电系统短路电流实用计算见附录E。

8.2 低压厂用电系统短路电流计算

8.2.1 低压厂用电系统短路电流计算,应考虑以下几点:

1. 应计及电阻。

2. 采用一级电压供电的低压厂用电变压器的高压侧系统阻抗可忽略不计,对于两级电压供电的低压厂用电变压器,应计及高压侧系统阻抗。

3. 在计算主配电屏及重要分配电屏母线短路电流时,应在第一周期内计及20kW以上的异步电动机的反馈电流。配电屏以外支线短路时可不计。

4. 计算380V系统三相短路电流时,回路电压按400V计,计算单相短路电流时,回路电压按220V计。

5. 导体的电阻值应取额定温升的电阻值。

8.2.2 厂用电变压器容量在315kVA及以下,短路电流计算可不计电动机的反馈电流。

8.2.3 当由容量为500kVA及以上的低压厂用电变压器供电时,应计算主配电屏的短路电流非周期分量,但可不计算分配电屏的短路电流非周期分量。

8.2.4 低压厂用电系统短路电流实用计算方法见附录E。

14.3.3.4 水力发电厂厂用系统电器设备和导体选择

《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

规范引用

9.1 高压厂用电系统电器设备和导体选择

9.1.1 高压厂用电系统的电器和导体选择应符合现行的有关规程、规范的要求。对高压厂用电变压器以后的高压电器和导体尚应按本节要求选择。

9.1.2 选择高压断路器时,可不计短路电流非周期分量对断路器分断能力的影响。

9.1.3 高压厂用电系统的导体截面可不按经济电流密度选择。

9.1.4 高压厂用电系统电源回路电力电缆应采用铜芯电缆。

9.2 低压厂用电系统电器设备和导体选择的一般原则

9.2.1 选择低压电器应符合工作电压、电流、频率、准确等级、使用环境、用途和使用类别的要求，并满足在短路条件下的动热稳定。对短路保护电器还应满足短路条件下的分断能力。

9.2.2 验算低压保护电器在短路时的分断能力应采用该保护电器安装地点的预期短路电流周期分量有效值。

9.2.3 在下列情况下，低压电器和导体可不校验动稳定和热稳定。

1. 用限流熔断器或额定电流为60A以下的熔断器保护的电器和导体可不校验动、热稳定；对于用其他熔断器保护的电器可不校验热稳定。

2. 当熔体的额定电流不大于电缆允许载流量的3倍，且供电回路末端的最小短路电流大于熔体额定电流的4倍时，可不校验电缆的热稳定。

3. 对已满足额定短路分断能力的断路器，可不效验其动、热稳定；但另装保护且延时动作时间大于断路器最大短延时时间时，应校验断路器的热稳定。

4. 当采用保护式磁力启动器或放在单独动力箱内的接触器时，可不校验动热稳定。

5. 用限流断路器保护的电器和导体可不校验热稳定，其动稳定可按限流后最大短路电流值校验。

9.2.4 校验主配电屏及重要分配电屏低压电器的分断能力时，应计及容量大于20kW电动机的反馈电流。当厂用电变压器容量在315kVA及以下时可不计及。

9.2.5 低压母线应按电压、电流、动稳定、热稳定和周围环境等条件选择，对配电用母线槽还应校验其电压损失；低压电缆应按电压、电流、电压损失、热稳定、敷设环境和使用条件等选择，还应满足与保护电器的配合要求。

低压导体截面可不按经济电流密度选择。

9.2.6 低压电器和导体的动、热稳定和保护电器的分断能力校验应采用三相短路电流；对三相四线制系统保护动作灵敏度的校验应采用回路末端的单相短路电流。

9.2.7 下列情况应校验电缆的电压损失：

1. 对电动机回路，当功率在20kW以下、长度大于60m时，或功率在25～50kW、长度大于100m时，或当功率在50～100kW、长度大于150m时，或当功率在100kW以上、长度大于200m时，宜校验正常运行时的电压损失，其允许的电压损失值不宜大于5%。计算电流可为电动机运行时可能出现的最大工作电流值。

2. 对起吊设备，应按不经常运行工作制的启动条件验算，允许的最大电压损失(包括起吊设备内部的电压损失2%～3%)不宜超过15%。

9.2.8 低压厂用电主配电屏及重要分配电屏应选用性能先进、质量可靠产品；对“无人值班”(少人值守)的水电厂，低压厂用电主配电屏的进线和母联断路器可考虑采用智能型且有通信接口的断路器。

9.3 低压电器设备和导体选择

9.3.1 当用断路器或熔断器作电动机或馈电干线保护时，熔断器熔体的额定电流或断路器过电流脱扣器的整定电流应不小于电动机的额定电流或馈电干线的计算电流；当电动机正常启动或成组自启动时，保护装置不应误动作；应按保护范围内最小短路电流校验其灵敏度。

9.3.2 用断路器保护的回路,短路电流不应小于断路器瞬时或短延时过电流脱扣器整定电流的1.3倍,当末端单相短路的短路电流难以满足灵敏度要求时,可采用零序保护或带长延时过电流脱扣器的断路器。如选用长延时过电流脱扣器时,其动作时间不宜大于15s。

9.3.3 磁力启动器或接触器宜装设热继电器,其整定值应按电动机的额定电流选择,除下列情况外,应装设带断相保护的热继电器。

1. 被操作的电动机定子为星形接线。

2. 用断路器作短路保护。

9.3.4 断路器和熔断器的额定短路分断能力校验。

1. 断路器和熔断器安装地点的预期短路电流值(周期分量有效值)应不大于允许的额定短路分断能力,断路器的分断能力尚应符合以下要求:

(1)当利用断路器本身的瞬时过电流脱扣器作为短路保护时,应按断路器的额定断路分断能力校验。

(2)当利用断路器本身的短延时过电流脱扣器作为短路保护时,应按断路器相应延时下的短路分断能力校验。

(3)当另装设继电保护时,如其动作时间未超过该断路器短延时脱扣器的最长延时,则应按短延时脱扣下的短路分断能力校验;其动作时间超过该断路器短延时脱扣器的最长延时,则应按产品制造厂的规定。

(4)当电源为下进线时,应考虑其对断路器分断能力的影响。

2. 安装地点预期短路电流值,系指分断瞬间一个周波内的周期性分量有效值,对于动作时间大于4个周波的断路器,可不计异步电动机的反馈电流。

3. 断路器和熔断器安装地点的短路功率因数值不应低于断路器和熔断器的额定短路功率因数值,否则应得到产品制造厂家的许可或其额定短路分断能力应有适当裕度。

9.3.5 当断路器装设在封闭的柜(抽屉柜)内时,应考虑对断路器额定电流降低的影响。

9.3.6 正常运行为自动控制,要求失电后自启动的电动机不应装设失压脱扣装置;对失电后不允许自启动的电动机,当变压器容量允许时,也可不装设失压脱扣装置。

9.3.7 大容量、重要负荷回路的电力电缆宜采用铜芯交联聚乙烯绝缘电缆。

消防、地下厂房通风、事故照明、自动控制、远动通信及电子计算机系统等重要负荷回路的电力电缆应采用阻燃型电缆。

三相四线制网络,对配电干线或接有单相负荷时,应采用三相四芯电力电缆;对仅接有三相平衡负荷(三相电动机)的负荷分支回路,根据单相接地保护灵敏度要求,可采用三相三芯或三相四芯电力电缆;当采用三相三芯电力电缆时,允许采用与相线分开另外单独敷设的导体作保护线。

厂内敷设的低压电力电缆的外护层宜采用塑料护套钢带内铠装电力电缆。电力电缆外护层类型的选择尚应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)的规定。

9.4 低压电器的组合

9.4.1 在重要的电动机的供电回路中,宜装有隔离电器(用于隔离电源)、保护电器(用于分断短路电流)及操作电器(用于正常接通和开断回路),也可采用保护和操作合一的电器。对于供电干线可只装设隔离电器和保护电器。对不重要的或另有备用的供电干线和电动机回路可几个回路共用一隔离电器。

隔离电器可采用隔离开关、插头等，保护电器可采用熔断器、断路器等。操作电器可采用接触器、磁力启动器、组合电器、断路器等。

9.4.2　厂用电负荷宜装设单独的保护电器，但在下列情况下也可数个负荷共用一套保护电器，但应保证能迅速切除任一个负荷的短路故障。

1. 工艺上密切相关的一组电动机。

2. 不重要负荷。

3. 不经常运行且容量不大的负荷。

9.4.3　在发生短路故障时，重要供电回路中的各级保护电器应有选择性地动作，具体情况如下：

1. 当支线采用熔断器作短路保护时，干线上可采用带延时动作的断路器作短路保护，亦可采用熔断器作短路保护，其熔体应较支线上熔断器的熔体大一定级差。

2. 当支线采用断路器作短路保护时，干线可采用带延时动作的断路器或熔断器作短路保护，熔断器熔体的熔断时间在考虑误差后应大于断路器的分闸时间。

3. 当采用多级供电时，至少应满足厂用主配电屏与下级分配电屏之间的保护选择性要求。

9.4.4　每个电动机供电回路均应单独装设操作电器，如运行需要，一组电动机可共用一套操作电器。

9.4.6　用于控制Ⅰ、Ⅱ类负荷电动机的交流接触器，不应将2台及以上交流接触器装于同一单元内。

9.4.7　照明电源回路和运行中有可能过负荷的电动机回路及其供电干线应有过负荷保护。过负荷保护可采用断路器的热继电器或长延时过电流脱扣器，也可采用熔断器；在电动机回路，如熔体电流过大，不能超过负荷保护作用，可采用带热继电器的磁力启动器作过负荷保护。

9.4.8　过负荷保护电器宜采用反时限特性的保护电器。当采用低压断路器、封闭式或半封闭式一般用途熔断器、热继电器等电器作为过负荷保护时，保护电器与导体的配合，应满足下式要求：

$$I_j \leqslant I_n \leqslant I_g \tag{14-10}$$

式中：I_j——线路计算负荷电流；

I_n——断路器长延时脱扣器整定电流或熔断器熔体额定电流或热继电器额定电流；

I_g——导体允许持续载流量。

对在有爆炸或火灾危险环境中使用的保护电器与导体的配合，应按相应规范要求执行。

14.3.4　220～500kV变电所用电系统的计算和设备选择

14.3.4.1 变电所所用变压器选择

规范引用　《220～500kV变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)

5.1　负荷计算及容量选择

5.1.1　负荷计算原则：

①连续运行及经常短时运行的设备应予计算；

②不经常短时及不经常断续运行的设备不予计算。

变电所主要所用电负荷特性参见附录A。

5.1.2 负荷计算采用换算系数法,所用变压器容量按下式计算:

$$S \geqslant K_1 \cdot P_1 + P_2 + P_3 \tag{14-11}$$

式中:S——所用变压器容量(kVA);

K_1——所用动力负荷换算系数,一般取 $K_1=0.85$;

P_1——所用动力负荷之和(kW);

P_2——所用电热负荷之和(kW);

P_3——所用照明负荷之和(kW)。

500kV变电所所用变压器负荷计算及容量选择实例参见附录B。

5.2 型式及阻抗选择

5.2.1 所用变压器应选用低损耗节能型产品。变压器型式宜采用油浸式,当防火和布置条件有特殊要求时,可采用干式变压器。

5.2.2 所用变压器宜采用Dyn11联结组。

所用变压器联结组别的选择,宜使各所用工作变压器及所用备用变压器输出电压的相位一致。所用电低压系统应采取防止变压器并列运行的措施。

5.2.3 所用变压器的阻抗应按低压电器对短路电流的承受能力确定,宜采用标准阻抗系列的普通变压器。

5.2.4 所用变压器高压侧的额定电压,应按其接入点的实际运行电压确定,宜取接入点相应的主变压器额定电压。

5.2.5 当高压电源电压波动较大,经常使所用电母线电压偏差超过±5%时,应采用有载调压所用变压器。所用电电压调整计算参见附录C。

14.3.4.2 变电所短路电流计算及电器、导体的选择

规范引用 **《220kV～500kV变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)**

6.1 短路电流计算

6.1.1 所用电低压系统的短路电流计算原则:

1. 应按单台所用变压器进行计算;
2. 应计及电阻;
3. 系统阻抗宜按高压侧保护电器的开断容量或高压侧的短路容量确定;
4. 短路电流计算时,可不考虑异步电动机的反馈电流;
5. 馈线回路短路时,应计及馈线电缆的阻抗:
6. 不考虑短路电流周期分量的衰减。

380V短路电流的计算方法参见附录D。

6.2 所用电高压电器

6.2.1 所用变压器高压侧可采用高压熔断器或断路器作为保护电器。保护电器开断电流不能满足要求时,可采用下列措施之一:

①装设限流电抗器;

②装设限流电阻器。

6.3 低压电器、导体选择

6.3.1 低压电器、导体的选择，应满足工作电压、工作电流、分断能力、动稳定、热稳定和周围环境的要求。

对于屏内电器额定电流的选择，应考虑不利散热的影响，可按电器额定电流乘以0.7～0.9的裕度系数进行修正。

供电回路持续工作电流计算参见附录E。

6.3.2 低压电缆的选择，应符合《电力工程电缆设计规范》(GB 50217—2007)的规定。

6.3.3 在下列情况下，低压电器和导体可不校验动稳定或热稳定：

1. 用限流熔断器或熔件额定电流为60A及以下的普通熔断器保护的电器和导体可不校验热稳定。

2. 用限流断路器保护的电器和导体可不校验热稳定。

3. 当熔件的额定电流不大于电缆额定载流量的2.5倍，且供电回路末端的单相短路电流大于熔件额定电流的5倍时，可不校验电缆的热稳定。

4. 对已满足额定短路分断能力的断路器，可不再校验其动、热稳定。但另装继电保护时，应校验断路器的热稳定。

5. 保护式磁力启动器和放在单独动力箱内的接触器，可不校验动、热稳定。

6.3.4 当回路中装有限流作用的保护电器时，该回路的电器和导体可按限流后实际通过的最大短路电流进行校验。

6.3.5 短路保护电器的额定分断能力，应按安装点的预期最大短路电流的周期分量有效值进行校验，并应满足下列要求：

1. 保护电器的额定分断能力(周期分量有效值)应大于安装点的预期短路电流周期分量有效值。

2. 保护电器的额定功率因数值应低于安装点的短路功率因数值。当不能满足时，电器的额定分断能力宜留有适当裕度。

6.3.6 断路器分断能力的校验尚应符合以下规定：

1. 当电源为下进线时，应考虑其对分断能力的影响。

2. 当利用断路器本身的瞬时过电流脱扣器作为短路保护时，采用断路器的瞬时额定分断能力进行校验。

3. 当利用断路器本身的延时过电流脱扣器作为短路保护时，采用断路器相应延时下的额定分断能力进行校验。

4. 当另装继电保护时，如其动作时间未超过断路器延时脱扣器的最长延时，则以断路器的延时额定分断能力进行校验；如其动作时间超过断路器延时脱扣器的最长延时，则断路器的分断能力应按制造厂规定值进行校验。

6.3.7 断路器的瞬时或延时脱扣器的整定电流应按躲过电动机启动电流的条件选择，并按最小短路电流校验灵敏系数，校验方法参见附录F。

6.3.8 三相供电回路中，三极断路器的每极均应配置过电流脱扣器。分励脱扣器和失压脱扣器的参数及辅助触头的数量，应满足控制和保护的要求。

6.3.9 熔断器的熔件应按通过正常的短时最大电流不熔断的条件来校验。对电动机回路的熔件，应按启动电流校验。熔断器的选择、校验方法参见附录F。

6.3.10 隔离电器应满足短路电流动、热稳定的要求。

6.3.11 交流接触器和磁力启动器的等级和型号应按电动机的容量和工作方式选择。其吸持线圈的参数及辅助触头的数量应满足控制和联锁的要求。

6.3.12 热继电器的选择:

1. 按额定电流选择型号,应使电动机额定电流在热继电器整定值的可调范围内。

2. 采用带温度补偿易于调整整定电流的热继电器。

6.4 低压电器组合

6.4.1 在供电回路中,宜装有隔离电器和保护电器。对于需经常操作的电动机回路还应装设操作电器;对不经常操作的回路,保护电器可兼作操作电器。

6.4.2 当发生短路故障时,各级保护电器应满足选择性动作的要求。

所用变压器低压总断路器宜带延时动作,馈线断路器宜先于总断路器动作。上下级熔件应保持一定级差,决定级差时应计及上下级熔件熔断时间的误差。

熔断器之间、熔断器与断路器之间及断路器之间的保护选择性配合参见附录G。

6.4.3 对起吊设备的电源回路,宜增设就地安装的隔离电器。

6.4.4 用熔断器和接触器组成的三相电动机回路,应装设带断相保护的热继电器或采用带触点的熔断器作为断相保护。

6.4.5 交流接触器与有限流作用的熔断器组合使用时,应符合制造厂推荐的配合方式,熔断器的额定分断能力应符合6.3.5的要求。达到“a”型保护的要求时,允许装在中央配电屏上。

6.5 低压电动机选型

6.5.1 电动机应采用高效、节能的交流电动机。

6.5.2 电动机的防护型式应与周围环境条件相适应。

14.4 厂(所)用电设备布置设计的一般要求

14.4.1 火力发电厂厂用电设备布置设计的一般要求

《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

规范引用

8.1 厂用配电装置的布置

8.1.1 厂用配电装置的布置应结合主厂房的布置予以确定,尽量节省电缆用量,并避开潮湿和多灰尘的场所。容量为200MW及以上的机组,厂用配电装置宜布置在汽机房内,如汽机房内的布置场地受到限制,厂用配电装置也可布置在单元控制楼或其他合适的场所。

盘位的排列应具有规律性和对应性,并减少电缆交叉。

8.1.2 厂用配电装置应采用成套设备,高压成套开关柜应具备:防止误分、误合断路器;防止带负荷拉合隔离开关;防止带电挂(合)接地线(接地开关);防止带接地线关(合)断路器(隔离开关)以及防止误入带电间隔(简称“五防”功能)。在同一地点相同电压等级的厂用配电装置宜采用同一类型。

8.1.3 高压成套开关柜宜采用手车式,也可采用固定式。200MW及以上的机组宜采用手车式。

当采用手车式时，同一机炉的厂用母线段可放在一个房间内；当采用固定式时，同一机炉的两段厂用母线宜设隔墙分开。

8.1.4 当采用手车式高压成套开关柜时，每段工作母线宜设置1台备用手车或带有手车的备用柜。柜后宜留有通道。

8.1.5 低压动力中心(PC)及电动机控制中心(MCC)可采用抽屉式，也可采用固定分隔式。

8.1.6 厂用配电装置(包括厂用变压器室)凡有通向电缆隧道或通向邻室孔洞(人孔除外)，应以耐燃材料封堵，以防止火灾蔓延和小动物进入。

8.1.7 低压厂用变压器室应靠近相应的低压厂用配电装置，以便用硬母线引接。

8.1.8 低压厂用配电装置室内裸导电部分与各部分的净距，应符合下列要求：

(1)屏后通道内，裸导电部分的高度低于2.3m，应加遮护，遮护后通道高度不应低于1.9m；遮护后的通道宽度应符合本规定表14-9的要求。

(2)跨越屏前通道的裸导电部分，其高度不应低于2.5m，如低于2.5m时应加遮护，遮护后的护网高度不应低于2.2m。

表14-9 低压配电屏前后的通道最小宽度 (单位：mm)

配电屏种类		单排布置			双排面对面布置			双排背对背布置			多排同向布置		
		屏前	屏后		屏前	屏后		屏前	屏后		屏前	前、后排屏距墙	
			维护	操作		维护	操作		维护	操作		维护	操作
固定分隔式	不受限制时	1500	1000	1200	2000	1000	1200	1500	1500	2000	2000	1500	1000
	受限制时	1300	800	1200	1800	800	1200	1300	1300	2000	2000	1300	800
抽屉式	不受限制时	1800	1000	1200	2300	1000	1200	1800	1000	2000	2300	1800	1000
	受限制时	1600	800	1200	2000	800	1200	1600	800	2000	2000	1600	800

注：①受限制时是指受到建筑平面的限制、通道内有柱等局部突出物的限制。

②控制屏、柜前后的通道最小宽度可按本表的规定执行或适当缩小。

③屏后操作通道是指需在屏后操作运行中的开关设备的通道。

8.1.9 厂用配电装置的长度大于6m时，其柜(屏)后应设两个通向本室或其他房间的出口，低压配电装置两个出口间的距离超过15m时尚应增加出口。

8.1.10 高压厂用配电装置室的操作、维护通道及开关柜或配电屏的离墙尺寸见表14-10。

表14-10 厂用配电装置室的通道尺寸 (单位：mm)

配电装置型式	操作通道				背面维护通道		侧面维护通道		靠墙布置时离墙常用距离	
	设备单列布置		设备双列布置							
	最小	常用	最小	常用	最小	常用	最小	常用	背面	侧面
固定式高压开关柜	1500	1800	2000	2300			800	1000	50	200
手车式高压开关柜	2000	2300	2500	3000	600	800	800	1000		200

注：①表中尺寸系从常用的开关柜屏面算起(即突出部分已包括在表中尺寸内)。

②表中所列操作及维护通道的尺寸，在建筑物的个别突出处允许缩小200mm。

8.1.11 高压厂用配电装置室宜留有发展用的备用位置。当条件许可时，也可留出适

当的位置,以便检修及放置专用工具和备品备件。

8.1.12 低压厂用配电装置,除应留有备用回路外,每段母线应留有1~2个备用屏的位置。

8.2 厂用变压器及其他厂用电气设备布置

8.2.1 当高压厂用变压器靠近主厂房布置时,在母线桥的上面应有无孔遮盖。

对于发电机引出线采用分相封闭母线的200MW及以上机组,高压厂用变压器低压侧的引出线宜采用共箱封闭式结构。这时,高压厂用配电装置宜靠近高压厂用变压器布置。

8.2.2 200MW及以上机组的主厂房及网控楼内的低压厂用变压器宜采用干式变压器,可以布置在低压厂用配电装置室内,但应有防护和通风设施。辅助车间和125MW及以下机组的主厂房内的低压厂用变压器可采用油浸变压器,宜布置在零米层的单独小间内,并应设置防止水进入变压器油坑的措施。

8.2.3 厂用变压器或其他电气设备的油量在100kg以上时,应设置能容纳100%油量的贮油设施,当有困难时可按有关条文执行。

8.2.4 低压厂用油浸变压器外廓与变压器四壁的净距不应小于表14-11所列数值。

表14-11 油浸变压器外廓与变压器室四壁的最小净距 (单位:mm)

变压器容量/kVA	1000及以下	1250及以上
变压器与后壁、侧壁之间	600	800
变压器与门之间	800	1000

注:表中所列尺寸系从变压器外廓离地面高度在1.9m以下的突出部分算起。

8.2.5 就地检修的油浸变压器,室内高度可按吊芯所需的最小高度再加700mm,宽度可按变压器两侧各加800mm确定。

8.2.6 对于厂用变压器的布置应考虑留有搬运通道。变压器室应有检修搬运用的门或可拆墙。为了运行检修的方便,可另设维护小门。变压器油枕宜布置在维护入口侧。

搬运变压器的门或可拆墙,其宽度应按变压器的宽度至少加400mm,高度为变压器高度至少加300mm确定。对于1000kVA及以上的变压器,在搬运时,可考虑将油枕及防爆管拆下。

8.2.7 低压厂用变压器高、低压套管侧应加设网状遮栏。

8.2.8 低压厂用油浸变压器室内不宜装设隔离开关,低压引出线穿墙处可采用不吸水、阻燃、防潮、防霉的绝缘板封闭。

8.2.9 布置在电气专用房间以外的厂用电气设备应满足环境条件对外壳防护等级的要求,布置在锅炉房和煤场的电气设备应达到IP54级,其他场所应不低于IP23级。当选不到合适的IP54级产品或在经济不合理时,可将电气设备布置在独立的密闭的小间内。

8.3 对建筑物的要求

8.3.1 厂用配电装置室长度大于7m时,应有两个出口;对长度超过60m的厂用配电装置室,宜增添一个出口;当配电装置室位于楼层时,至少有一个出口应通向该层走廊或室外的安全出口。

8.3.2 配电装置室的建筑装修应采用不起灰的材料,顶棚不应抹灰。

8.3.3 配电装置室宜采用固定窗,并应采用钢丝网乳白(或其他不易破碎能避免阳光直射)玻璃。

8.3.4 对配电装置室门的通风措施(如门上有通风百页)应加装防小动物、防灰的细孔防腐蚀的网格。

8.3.5 厂用配电装置室的门应为向外开的防火门,并装有内侧不用钥匙可开启的锁,如弹簧锁。相邻配电装置室之间的门,应能双向开启。

门的宽度应按搬运的最大设备外形尺寸再加200～400mm,且不小于900mm,门的高度不低于2100mm。

维护门的尺寸应不小于750mm×1900mm。

8.3.6 厂用配电装置室应考虑防尘,地面可采用不起灰并有一定硬度的光滑地面(如水磨石等)。

8.3.7 厂用配电装置室内不应有与配电装置无关的管道或电缆通过。

8.3.8 厂用配电装置室的顶板必须做到防水、防渗,并应有排水坡度。

8.3.9 变压器贮油设施的长宽尺寸应大于变压器的外廓。当无排油设施时,应在贮油池上装设网栏罩盖,网栏上铺设不小于250mm厚的卵石层,卵石层的表面低于变压器进风口75mm,油面低于网栏50mm。

8.4 对通风的要求

8.4.1 厂用配电装置室、变压器室和电抗器间的通风,应使室温满足设备技术条件的要求。

8.4.2 厂用配电装置室应设置事故排风机,所有进、出风口应有避免灰、水、汽、小动物进入厂用配电装置室的措施。

8.4.3 油浸变压器室的通风系统应与邻近厂用配电装置室的通风系统分开,各油浸变压器室的通风系统不应合并。

14.4.2 水力发电厂厂用电设备布置设计的一般要求

规范引用 《水力发电厂厂用电设计规程》(DL/T 5164—2002)

10.1 厂用电变压器的布置

10.1.1 由发电机电压母线或单元分支线上引接的厂用电变压器,布置上应使分支引接线尽量缩短。

10.1.2 由发电机电压封闭母线引接的干式厂用电变压器应带保护外罩,其引接线应采用封闭母线。

10.1.3 油浸式厂用电变压器的防火应满足《水利水电工程设计防火规范》(SDJ 278—1990)的要求。

10.1.4 厂用电变压器室最高温度不应超过设备允许的环境温度。

10.1.5 干式变压器可不设单独小间,但其高、低压引线裸露部分应符合电气安全距离的要求,对无外罩的干式变压器应加防护措施。

10.1.6 油浸式厂用电变压器外廓与变压器室四壁的净距不应小于表14-12所列数值。

对于就地检修的油浸式厂用电变压器,室内高度可按吊芯所需的最小高度再加700mm,宽度可按变压器两侧各加800mm确定。

表 14-12 油浸式厂用电变压器外廓与变压器室四壁的最小净距 (单位:mm)

变压器容量 kVA	1000 及以下	1250 及以上
变压器与后壁,侧壁之间	600	800
变压器与门之间	800	1000

注:表中所列尺寸系从变压器外廓离地高度在 1.9m 以下的突出部分算起。

10.1.7 厂用电变压器室的门宽和高宜按设备尺寸分别加 400mm 和 300mm 确定,其搬运通道荷载应按整体运输考虑。

10.1.8 油浸式变压器上部不得有与其无关的电缆或母线通道,干式变压器上部可以通过电缆,但电缆对变压器顶部距离宜不小于 2000mm。

10.1.9 相邻布置的三相干式变压器之间最小净距不应小于 1000mm。

10.1.10 500kVA 及以上变压器的 400V 出线端子与其引接电缆间,宜设过渡母线。

10.2 厂用电配电装置的布置

10.2.1 厂用电配电装置的布置应结合厂房布置统一考虑,且应满足第一台机组发电时形成必要的厂用电配电系统,并尽可能使设备布置有规律性,减少电缆交叉。配电装置各回路的相序排列宜一致。

10.2.2 低压厂用电配电屏宜靠近负荷中心,尽可能与中央控制室或发电机电压配电装置同一高程。

10.2.3 低压厂用电变压器应靠近相应的低压厂用电配电装置,以便用母线引接。

10.2.4 标称电压超过交流 24V(均方根值)容易被触及的裸带电体必须设置遮护物,其防护等级不应低于《外壳防护等级(IP 代码)》(GB 4208—2008)中的 IP2X 级。

10.2.5 配电室通道上方裸带电体距地面的高度不应低于下列数值:

1. 屏前通道内者为 2.5m。

2. 屏后通道内者为 2.3m,否则应加遮护,遮护后的高度不应低于 1.9m,其宽度应符合 10.2.8 中的规定。

10.2.6 当采用低压封闭母线(包括密集型插接式母线槽)时,其布置应考虑运行维护与检修方便。

10.2.7 当机旁动力配电屏,与机组保护、自动装置等二次屏呈一列布置时,其高度宜一致。

10.2.8 厂用电配电装置室操作、维护通道最小尺寸及开关柜或配电屏的离墙距离见表 14-13。

表 14-13 厂用电配电装置室的各种通道最小尺寸及屏(柜)离墙距离 (单位:mm)

配电装置型式	操作通道		背面维护通道	侧面维护通道	靠墙布置时离墙距离	
	设备单列布置	设备双例(面对面)布置			背面	侧面
固定式高压开关柜	1500	2000	600	800	50	200
手车式高压开关柜	单车长+1200	双车长+900	600	800		200
低压固定式配电屏	1500	2000	800	800	50	200
低压抽屉式配电屏	1800	2300	800	800	50	200

注:①表中的尺寸系从常用的开关柜或配电屏的屏面算起(即突出部分已包括在表中尺寸内)。

②表中所列操作及维护通道的尺寸,在建筑物有个别突出时允许缩小 200mm。

10.2.9　6～10kV 高压开关室宜预留备用柜位置，当采用手车式开关柜时宣留有手车的检修场地。

10.2.10　成排布置的配电屏，其长度超过 6m 时，屏后的通道应有两个通向本室或其他房间的出口，并宜布置在通道的两端，当两出口之间的距离超过 15m 时，其间还应增加出口。

10.2.11　大型水电厂的高、低压配电装置不直集中布置在同一室内。布置在同一室内的配电屏(柜)母线段数不宜超过 3 段，对封闭式配电屏(柜)可适当放宽要求。

10.2.12　布置在屋外的高压开关柜及低压配电屏(箱)应选用屋外型，否则应加防护措施。

10.2.13　潮湿场地的配电屏宜布置在单独房间内，并加强通风防潮措施。

10.3　对土建的要求

10.3.1　厂用电电气设备及布置的防火应符合《水利水电工程设计防火规范》(SDJ 278—1990)的要求。

10.3.2　厂用电配电装置室，搬运设备的门应按搬运的最大设备外形尺寸宽加 400mm，高度加 300mm，但其最小宽度不小于 900mm，门高不低于 2100mm。

10.3.3　厂用电配电装置室的顶棚和内墙应用涂料处理，顶棚不应抹灰，地面宜采用不起灰并有一定硬度的光滑地面。

10.3.4　厂用电配电装置室不应有油、水等管道通过。

10.3.5　厂用电配电装置室不应作为与电气巡视无关的通道。

10.3.6　布置在坝内、地下或地面顶层的厂用电配电装置室必须作防水、防渗处理，并有一定排水设施。电缆沟应有排水措施，沟内不允许有积水。

10.3.7　吊重大于 1000kg 的厂用电电气设备，宜在其所在位置上部埋设吊环。

14.4.3　220～500kV 变电所用电设备布置设计的一般要求

《220kV～500kV 变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)

规范引用

7　所用电设备的布置

7.1　一般规定

7.1.1　所用配电屏的位置应综合考虑操作巡视方便，缩短供电距离，减少噪声干扰等要求。

7.1.2　220～380V 屋内配电装置的安全净距不应小于表 14-14 所列数值。

表 14-14　220～380V 屋内配电装置的安全净距　(单位：mm)

不同相导体间及带电部分至接地部分间	15
带电部分至无孔遮拦	50
带电部分至网状遮拦	100
带电部分至栅状遮拦	850
五遮拦裸导体至地面高度	2300(2500 见 7.3.5)
平行的不同时停电检修的无遮拦裸导体间	1500

7.1.3 所用配电屏室及所用变压器室内,所有通向室外或邻室(包括电缆层)的孔洞,均应以耐燃材料可靠封堵。

7.1.4 所用配电装置的接地及过电压保护设计应符合《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)及《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997)的规定。

7.2 所用变压器布置

7.2.1 当所用变压器采用屋内布置时,油浸变压器应安装在单独的小间内。干式变压器可以布置在所用配电屏室内。

7.2.2 油浸变压器外廓与变压器室四壁的净距不应小于表14-15所列数值。

对于就地检修的所用变压器,室内离度可按吊芯所需的最小高度再加700mm,宽度可按变压器两侧各加800mm确定。

表14-15 油浸所用变压器外廓与变压器室四壁的最小净距 (单位:mm)

变压器容量kVA	1000及以下	1250及以下
变压器与后壁、侧壁之间	600	800
变压器与门之间	800	1000

7.2.4 所用变压器的高、低压套管侧或者变压器靠维护门的一侧宜加设网状遮栏。变压器油枕宜布置在维护入口侧。

7.2.5 所用变压器的低压硬母线穿墙处,可用绝缘板加以封闭,但在潮湿地区采用绝缘板时应进行防潮处理。

7.2.6 在油浸变压器室内装设隔离电器时,应装在变压器室内近维护门口处,并应加以遮护。

7.2.7 变压器室应有检修专用的门或可拆墙,其宽度应按变压器宽度至少加400mm,高度按变压器高度至少加300mm确定。对1000kVA及以上的变压器,在搬运时可考虑将油枕及防爆管拆下。

为了运行检修的方便,变压器室可另设维护小门。

7.3 所用配电屏的选型和布置

7.3.1 所用配电屏的选型,应综合环境条件、安全可靠供电、维修方便和运行要求等因素予以确定。

所用电宜采用封闭的固定式配电屏;当所用电馈线多,且要求尽量压缩占地面积和空间体积时,也可采用抽屉式配电屏。当采用抽屉式配电屏时,应设有电气联锁和机械联锁。

7.3.2 所用配电屏室的操作、维护通道尺寸见表14-16。

7.3.3 单独设置的所用配电屏室应尽量靠近所用变压器室。

7.3.4 成排布置的所用配电屏.其长度超过6m时,屏后的通道应设两个出口,并宜布置在通道的两端,当两个出口之间的距离超过1:5m时,其间尚应增加出口。

7.3.5 所用配电屏室内裸导电部分与各部分的净距,应符合下列要求:

1. 屏后通道内,裸导电部分的高度低于2.3m时应加遮护,遮护后通道高度不应低于1.9m;

2. 跨越屏前、屏侧面通道的裸导电部分,其高度低于2.5m时应加遮护,遮护后通道高

度不应低于2.2m。

7.3.6 除在所用配电屏内留有备用网路外，所用配电屏室宜留有1～2个备用屏的位置。

表14-16 配电屏前后的通道最小宽度 (单位：m)

配电屏种类		单排布置			双排面对面布置			双排背对背布置			多排同向布置		
		屏前	屏后		屏前	屏后		屏前	屏后		屏前	前后排屏距离	
			维护	操作		维护	操作		维护	操作		前排	后排
固定式	不受限制	1.5	1.0	1.2	2.0	1.0	1.2	1.5	1.5	2.0	2.0	1.5	1.0
	受限制	1.3	0.8	1.2	1.8	0.8	1.2	1.3	1.3	2.0	2.0	1.3	0.8
抽屉式	不受限制	1.8	1.0	1.2	2.3	1.0	1.2	1.8	1.0	2.0	2.3	1.8	1.0
	受限制	1.6	0.8	1.2	2.0	0.8	1.2	1.6	0.8	2.0	2.0	1.6	0.8

注：①受限制是指受到建筑平面的限制、通道内有柱等局部突出物的限制。

②控制屏、柜前后的通道最小宽度可按本表的规定执行或适当缩小。

③屏后操作通道是指需在屏后操作运行中的开关设备的通道。

7.4 对建筑物的要求

7.4.1 所用配电屏室长度大于7m时，应设两个出口。并宜布置在配电屏室的两端。

7.4.2 所用配电装置室的门应为向外开的防火门，并在内侧装设不用钥匙可开启的弹簧锁。相邻配电装置室之间的门，应能双向开宿。门的宽度应按搬运的最大没备外形尺寸再加200～400mm，门宽不应小于900mm，门的高度不低于2100mm。维护门的尺寸不小于750mm×1900mm。

7.4.3 所用配电装置室的地面设计标高高出室外地坪不应小于0.3m。应采取措施防止雨水进入所用变压器室的贮油池。

7.4.4 所用配电屏室宜采用不起灰并有一定硬度的地面。

7.4.5 配电屏室可开窗，但应采取防止雨、雪、小动物、风砂及污秽尘埃进入的措施。

7.4.6 所用配电装置的建筑、防火、通风设计，尚应符合《220～750kV变电站设计技术规程》(DL/T 5218—2012)的要求。

7.5 检修电源的配置

7.5.1 主变压器附近、屋内及屋外配电装置内，应设置固定的检修电源。检修电源的供电半径不宜大于50m。

7.5.2 专用检修电源箱宜符合下列要求：

1. 配电装置内的电源箱至少设置三相馈线二路，单相馈线二路。回路容量宜满足电焊等工作的需要。

2. 主变压器附近电源箱的回路及容量宜满足滤注油的需要。

7.5.3 安装在屋外的检修电源箱应有防潮和防止小动物侵入的措施。落地安装时，底部应高出地坪0.2m以上。

14.5 保安电源系统的设计

14.5.1 火力发电厂保安电源系统的设计原则

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

4.6.1 容量为200MW及以上的机组,应设置交流保安电源。交流保安电源宜采用自动快速启动的柴油发电机组,按允许加负荷的程序,分批投入保安负荷。柴油发电机组的选择参照附录D(提示的附录)。

交流保安电源的电压和中性点的接地方式宜与低压厂用电系统一致。

每两台200MW机组宜设置1台柴油发电机组,每台300MW或600MW机组宜设置一台柴油发电机组。

4.6.2 交流保安母线段应采用单母线接线,按机组分段分别供给本机组的交流保安负荷。

正常运行时保安母线段应由本机组的低压明或暗备用动力中心供电,当确认本机组动力中心真正失电后应能切换到交流保安电源供电。

14.5.2 火力发电厂柴油发电机组的选择

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

D1 型式选择

1. 柴油发电机组应采用快速自启动的应急型,失电后第一次自启动恢复供电的时间可取15～20s;机组应具有时刻准备自启动投入工作并能最多连续自启动三次成功投入的性能。

2. 柴油机宜采用高速及废气涡轮增压型。

3. 柴油机的启动方式宜采用电启动。

4. 柴油机的冷却方式应采用闭式循环水冷却。

5. 发电机宜采用快速反应的励磁系统。

6. 发电机的接线采用星形联结,中性点应能引出。

D2 容量选择

柴油发电机组的负荷计算方法,采用换算系数法。负荷的计算原则与厂用变压器的负荷计算相同,但应考虑保安负荷的投运规律。对于在时间上能错开运行的保安负荷不应全部计算,可以分阶段统计同时运行的保安负荷,取其大者作为计算功率。

1. 计算负荷

$$S_c = K\sum P \tag{14-12}$$

$$P_c = S_c\cos\phi_c \tag{14-13}$$

式中:S_c——计算负荷(kVA);

$\sum P$——每个单元机组事故停机时，可能同时运行的保安负荷（包括旋转和静止的负荷）的额定功率之和（kW）；

K——换算系数，取 0.8；

P_c——计算负荷的有功功率（kW）；

$\cos\phi_c$——计算负荷的功率因数，可取 0.86。

2. 发电机容量选择

（1）发电机连续输出容量应大于最大计算负荷

$$S_e \geqslant nS_c \tag{14-14}$$

式中：S_e——发电机的额定容量（kVA）；

n——每个单元机组配置一台柴油发电机组时 $n=1$，两个单元机组配置一台柴油发电机组时 $n=2$，由技术经济比较来确定。

（2）发电机带负荷启动一台最大容量的电动机时短时过负荷能力校验。

发电机在热状态下，能承受 150%S_e，时间为 15s。

$$S_e \geqslant \frac{nS_c + (1.25K_q - K)P_{Dm}}{1.5} \tag{14-15}$$

式中：P_{Dm}——最大电动机的额定功率（kW）；

K_q——最大电动机的启动电流倍数。

当式（14-15）不能满足时，首先应将发电机的运行负荷与启动负荷按相量和的方法进行复校，或采用“软启动”，以降低 K_q 值；若再不能满足，应向产品制造厂索取电动机实际启动时间内发电机允许的过负荷能力。

3. 柴油机输出功率的复核

（1）实际使用地点的环境条件不同于标准使用条件时，对柴油机输出功率的修正：

$$P_x = aP_r \tag{14-16}$$

式中：P_x——实际输出功率（kW）；

P_r——标准使用条件（海拔高度 0m，空气温度 20℃）下的输出功率（kW）；

a——海拔高度和空气温度综合修正系数，由产品制造厂提供。

（2）持续 1h 运行状态下输出功率校验：设计考虑在全厂停电 1h 内，柴油发电机组要具有承担最大保安负荷的能力。柴油机 1h 允许承受的负载能力为 1.1P_x。

$$P_x = \frac{aP_c}{1.1\eta_G} \tag{14-17}$$

式中：P_c——计算负荷的有功功率（kW）；

η_G——发电机的效率；

a——柴油发电机组的功率，配合系数，取 1.10～1.15。

（3）柴油机的首次加载能力校验：制造厂保证的柴油发电机组首次加载能力，不低于额定功率的 50%。为此，要求柴油机的实际输出功率，不小于 2 倍初始投入的启动有功功率。

$$P_x \geqslant 2.5K_Q \sum P''_{eD} \cos\varphi_Q \tag{14-18}$$

式中：$\sum P''_{eD}$——初始投入的保安负荷额定功率之和（kW）；

K_Q——启动负荷的电流倍数，宜取 5；

$\cos\varphi_Q$——启动负荷的功率因数，宜取 0.4。

D3 最大电动机启动时母线上的电压水平校验

最大电动机启动时,为使保安母线段上的运行电动机少受影响,以保持不低于额定电压的75%为宜。由于发电机空载启动电动机所引起的母线电压降低比有载启动更为严重,因此取发电机空载启动作为校验工况。电动机启动时的母线电压按下式计算

$$U_m = \frac{S_e}{S_e + 1.25K_q P_{DM} X'_d} \tag{14-19}$$

式中:X'_d——发电机的暂态电抗(标幺值)。

14.6 厂(所)用电系统的测量、保护、控制和自动装置

14.6.1 火力发电厂厂用电系统的测量、保护、控制和自动装置

14.6.1.1 火力发电厂厂用电气设备的测量仪表

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

10.2.1 厂用电气设备的测量仪表应符合《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T 5137—2001)有关的要求。表计的装设参照附录T(标准的附录)。

10.2.2 电能表的装设及准确度等级和电流互感器的配置要求:

1. 高压厂用变压器(包括厂用电抗器)的电源侧应装设1.0级有功电能表,配置0.5级电流互感器。

2. 低压厂用变压器的电源侧可装设2.0级有功电能表,配置1.0级电流互感器。

3. 需要进行技术经济考核的75kW及以上的电动机,可装设2.0级有功电能表,配用1.0级电流互感器。低压电动机宜采用单相电能表。

4. 电能计量用的电流互感器,工作电流宜在其额定电流的2/3以上。

5. 电能表宜安装在高压开关柜或低压配电屏上(高压厂用电源除外)。

10.2.3 200MW及以上的机组,当需要厂用电设备的电气量输入计算机时,应采用电气量的变送器,其准确度等级应不低于互感器的准确度等级。

14.6.1.2 火力发电厂厂用电继电保护装置

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

9.1 厂用电继电保护的一般要求

9.1.1 厂用电继电保护应符合《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》(GB/T 50062—2008)及《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006)的要求。各类常用保护装置的灵敏系数不宜低于如下数值:

纵联差动保护2;

电流速断保护2(按保护安装处短路计算);

过电流保护1.5;

动作于信号的单相接地保护1.2;

动作于跳闸的单相接地保护1.5。

9.1.2 保护用电流互感器(包括中间电流互感器)的稳态误差不应大于10%。当技术上难以满足要求,且不致使保护装置不正确动作时,可允许较大的误差。小变比高动热稳定的电流互感器应能保证馈线三相短路时保护可靠动作。

差动保护回路不应与测量仪表合用电流互感器的二次绕组。

其他保护装置也不宜与测量仪表合用电流互感器的二次绕组,若受条件限制需合用电流互感器的二次绕组时,应按下列原则处理。

1. 保护装置应设置在仪表之前,以避免校验仪表时影响保护装置的工作。

2. 对于电流回路开路可能引起保护装置不正确动作,而又未装设有效的闭锁和监视时,仪表应经中间电流互感器连接,当中间电流互感器二次回路开路时,保护用电流互感器的稳态比误差仍应不大于10%。

9.1.3 保护和操作用继电器宜装设在高压成套开关柜及低压配电屏上。

9.2 中性点非直接接地的厂用电系统的单相接地保护

9.2.1 厂用电抗器和高压厂用变压器电源侧的单相接地保护。

1. 当厂用电源从母线上引接,且该母线为非直接接地系统时,如母线上的出线都装有单相接地保护,则厂用电源回路也应装设单相接地保护。

保护装置的构成方式同该母线上出线的单相接地保护装置。

2. 当厂用电源从发电机出口引接时,单相接地保护由发电机变压器组的保护来确定。

9.2.2 高压厂用电系统的单相接地保护。

1. 不接地系统:

(1)系统的接地指示装置用于反应系统单相接地。

保护装置采用接于母线上的电压互感器二次侧开口三角形绕组的电压继电器构成,动作后向主控制室发出接地信号。

(2)若系统的单相接地电流能满足接地故障检测装置灵敏性的要求,则在厂用母线的馈线回路均应装设接地故障检测装置。

检测装置由反映零序电流或零序方向的元件构成,动作于就地信号,并宜具有记忆瞬间性接地的性能。

(3)当系统的单相接地电流在10A及以上时,厂用电动机回路的单相接地保护应瞬时动作于跳闸。当系统的单相接地电流在15A及以上时,其他馈线回路的单相接地保护也应动作于跳闸。

2. 高电阻接地系统(接地保护动作于信号):

(1)厂用母线和厂用电源回路:单相接地保护应由电源变压器的中性点接地设备或专用的接地变压器上产生的零序电压来实现;当电阻直接接于电源变压器的中性点时,则也可利用零序电流来实现;当单相接地电流小于15A时,保护动作于信号。也可从厂用母线电压互感器二次侧开口三角形绕组取得的零序电压来实现,保护动作后向控制室发出接地信号。

(2)厂用电动机回路:当单相接地电流小于10A时,应装设接地故障检测装置,其构成方式和性能要求按本条第1款(2)项。

(3)其他馈线回路:当单相接地电流小于15A时,单相接地保护动作于信号。

3. 低电阻接地系统(接地保护动作于跳闸):

(1)厂用母线和厂用电源回路:单相接地保护宜由接于电源变压器中性点的电阻取得零序电流来实现,保护动作后带时限切除本回路断路器。

(2)厂用电动机及其他馈线回路:单相接地保护宜由安装在该回路上的零序电流互感器取得零序电流来实现,保护动作后切除本回路的断路器。

9.2.3 低压厂用电系统的单相接地保护。

高电阻接地的低压厂用电系统,单相接地保护应利用中性点接地设备上产生的零序电压来实现,保护动作后应向值班地点发出接地信号。低压厂用中央母线上的馈线回路应装设接地故障检测装置。

检测装置宜由反应零序电流的元件构成,动作于就地信号。

9.2.4 为了保证单相接地保护动作的正确性,零序电流互感器套装在电缆上时,应使电缆头至零序电流互感器之间的一段金属外护层不致与大地相接触。此段电缆的固定应与大地绝缘,其金属外护层的接地线应穿过零序电流互感器后接地,使金属外护层中的电流不致通过零序电流互感器。如回路中有2根及以上电缆并联,且每根电缆上分别装有零序电流互感器时,则应将各零序电流互感器的二次绕组串联后接至继电器。

9.3 厂用工作及备用电抗器回路的保护

9.3.1 厂用工作电抗器宜装设下列保护:

1. 纵联差动保护

用于保护差动保护范围内的相间短路故障,保护装置采用两相两继电器式接线,瞬时动作于两侧断路器跳闸。当用电流继电器构成时,在差动回路中宜接入5Ω的电阻,以减小非周期性电流对保护工作性能的影响。

2. 过电流保护

用于保护电抗器回路及相邻元件的相间短路故障,当电抗器供电给2个分段时,分支上也应装设过电流保护。保护装置采用两相两继电器式接线,带时限动作于两侧断路器跳闸。

3. 单相接地保护

按9.2.1所规定的条款执行。

9.3.2 厂用备用电抗器宜装设下列保护:

1. 过电流保护

用于保护电抗器回路及相邻元件的相间短路故障,保护装置采用两相两继电器式接线,带时限动作于电源侧及各分支断路器跳闸。

2. 备用分支的过电流保护

用于保护本分支回路及相邻元件相间短路故障。保护装置采用两相两继电器式接线,带时限动作于本分支断路器跳闸。

当备用电源自动投入至永久性故障,本保护应加速跳闸。

3. 单相接地保护

按9.2.1所规定的条款执行。

9.4 高压厂用变压器的保护

9.4.1 高压厂用工作变压器应装设下列保护:

1. 纵联差动保护

对6.3MVA及以上的变压器应装设本保护,用于保护绕组内及引出线上的相间短路故障。保护装置宜采用三相三继电器式接线,瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。当变压器高压侧无断路器时,则应动作于发电机变压器组总出口继电器,使各侧断路器及灭磁开关跳闸。

对 2MVA 及以上采用电流速断保护灵敏性不符合要求的变压器也应装设本保护。

2. 电流速断保护

对 6.3MVA 以下不包括本条 1 款所述的变压器，在电源侧应装设本保护。保护装置宜采用两相三继电器式接线，瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。

3. 瓦斯保护

具有单独油箱的带负荷调压的油浸式变压器的调压装置及 0.8MVA 及以上油浸式变压器和 0.4MVA 及以上车间内油浸式变压器应装设本保护，用于保护变压器内部故障及油面降低。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时应瞬时动作于信号；当产生大量瓦斯时，应动作于断开变压器各侧断路器。当变压器高压侧无断路器时，其跳闸范围与本条 1 款相同。

4. 过电流保护

用于保护变压器及相邻元件的相间短路故障，保护装于变压器的电源侧。

对于 Yyn12、Dd12 接线及已装设纵联差动保护的 YNd11 接线的变压器，保护装置可采用两相两继电器式接线。

对于装设电流速断保护的 YNd11 接线的变压器，保护装置可采用两相三继电器式接线。

当 1 台变压器供电给两个母线段时，保护装置带时限动作于各侧断路器跳闸。当变压器高压侧无断路器时，其跳闸范围按本条第 1 款。

在二次(3kV、6kV、10kV)侧母线断路器上宜装设过电流限时速断保护，采用两相两继电器式接线，动作于本分支断路器跳闸。当 1 台变压器供电给两个母线段时还应在各分支上分别装设过电流保护，采用两相两继电器式接线，带时限动作于本分支断路器。

当 1 台变压器供电给 1 个母线段时，装于电源侧的保护装置应以第一时限动作于母线断路器跳闸，第二时限动作于各侧断路器跳闸。当变压器高压侧无断路器时，其跳闸范围按本条第 1 款。

对于分裂变压器，当灵敏性不够时，应采取措施加以解决。

5. 单相接地保护

按 9.2.1 和 9.2.2 所规定的条款执行。

6. 低压侧分支差动保护

当变压器供电给 2 个分段，且变压器至分段母线间的电缆两端均装设断路器时，则每分支应分别装设纵联差动保护。保护装置采用两相两继电器式接线，瞬时动作于本分支两侧断路器跳闸。当用电流继电器构成时，在差动回路中宜串入 5Ω 的电阻，以减小非周期性电流对保护工作性能的影响。

9.4.2 高压厂用备用或启动/备用变压器应装设下列保护：

1. 纵联差动保护

对 10MVA 及以上或带有公用负荷 6.3MVA 及以上的变压器，应装设本保护，保护范围不包括各分支线。保护装置宜采用三相三继电器式接线，瞬时动作于各侧断路器跳闸。

对 2MVA 及以上采用电流速断保护灵敏性不符合要求的变压器，也应装设本保护。

2. 电流速断保护

对 10MVA 以下或带有公用负荷 6.3MVA 以下的变压器，在电源侧宜装设本保护，保护装置采用三相三继电器式接线。对变压器高压侧接于非直接接地的电力系统时，宜采用

两相三继电器式接线。保护装置瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。

3. 瓦斯保护(包括有载调压变压器调压分接开关箱的瓦斯保护)

按9.4.1条第3款所规定的条款执行。

4. 过电流保护

按9.4.1条4款所规定的条款执行。

5. 单相接地保护

按9.2.1和9.2.2所规定的条款执行。

6. 零序电流保护

当变压器高压侧接于110kV及以上中性点直接接地的电力系统中,且变压器的中性点为直接接地运行时,为防止单相接地短路引起的过电流,应装设零序电流保护。

7. 备用分支的过电流保护

按9.3.2条第2款所规定的条款执行。

9.5 低压厂用变压器的保护

9.5.1 低压厂用变压器应装设下列保护:

1. 纵联差动保护

2MVA及以上用电流速断保护灵敏性不符合要求的变压器应装设本保护。保护装置宜采用三相三继电器式接线,瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。

2. 电流速断保护

用于保护变压器绕组内及引出线上的相间短路故障。保护装置宜采用两相三继电器式接线,瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。

3. 瓦斯保护

800kVA及以上的油浸变压器和400kVA及以上的车间内油浸变压器,均应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时应瞬时动作于信号;当产生大量瓦斯时,应动作于变压器各侧断路器跳闸。

4. 过电流保护

保护变压器及相邻元件的相间短路故障。保护装置宜采用两相三继电器式接线,带时限动作于变压器各侧断路器跳闸。

当变压器供电给2个分段及以上时,应在各分支上装设过电流保护,带时限动作于本分支断路器跳闸。对于备用变压器,若自动投入至永久故障,本保护应加速跳闸。

5. 单相接地短路保护

对于低压侧中性点直接接地的变压器,低压侧单相接地短路故障应装设下列保护之一:

(1)装在变压器低压侧中性线上的零序过电流保护,保护装置可由反时限电流继电器组成。

(2)利用高压侧的过电流保护,兼作低压侧的单相短路保护。保护装置宜采用两相三继电器接线。

保护装置带时限动作于变压器各侧断路器跳闸。

当变压器低压侧有分支时,利用分支上的三相电流互感器构成零序滤过器回路,保护装置可由反时限电流继电器组成,动作于本分支断路器跳闸。

6. 单相接地保护

按9.2.3所规定的条款执行。

7．当变压器远离供电地点，变压器高压侧的保护动作于各侧断路器跳闸有困难时，可以只动作于高压侧断路器，低压侧可另设低电压保护，带时限动作于低压侧断路器跳闸。

8．温度保护

400kVA 及以上的车间内干式变压器，均应装设温度保护。400kVA 以下及 400kVA 及以上非车间内干式变压器宜装设温度保护。宜选用非电子类膨胀式温控器启动风扇、报警、跳闸，应能在不停电条件下进行检查。

需远方读数的干式变压器可另选电子式温显器。

9.6 高压厂用电动机的保护

9.6.1 采用断路器作为保护及操作电器的高压厂用异步电动机应装设下列保护：

1．纵联差动保护

用于保护电动机绕组内及引出线上的相间短路故障。2MW 及以上的电动机应装设本保护。对于 2MW 以下中性点具有分相引线的电动机，当电流速断保护灵敏性不够时，也应装设本保护。保护装置采用两相两继电器式接线，瞬时动作于断路器跳闸。

2．电流速断保护

对未装设纵联差动保护的或纵联差动保护仅保护电动机绕组而不包括电缆时，应装设本保护。保护装置宜采用两相两继电器式接线，瞬时动作于断路器跳闸。

3．过电流保护

作为纵联差动保护的后备，宜增设本保护。保护装置采用两相两继电器式接线，定时限或反时限动作于断路器跳闸。

4．单相接地保护

按 9.2.2 所规定的条款执行。

5．过负荷保护

下列电动机应装设过负荷保护：

(1)生产过程易发生过负荷的电动机。保护装置应根据负荷特性，带时限动作于信号、跳闸或自动减负荷。

(2)启动或自启动困难，需要防止启动或自启动时间过长的电动机。保护装置动作于跳闸。

保护装置由电流继电器组成。

6．低电压保护

(1)对于Ⅰ类电动机，当装有自动投入的备用机械时、或为保证人身和设备安全，在电源电压长时间消失后须自动切除时，均应装设 9～10s 时限的低电压保护，动作于断路器跳闸。

(2)为了保证接于同段母线的Ⅰ类电动机自启动，对不要求自启动的Ⅱ、Ⅲ类电动机和不能自启动的电动机宜装设 0.5s 时限的低电压保护，动作于断路器跳闸。

低电压保护整定值见表 14-17。

表 14-17 低电压保护整定值

电动机分类	电压整定值(额定电压的百分数)	
	高压电动机	低压电动机
Ⅰ类电动机	45～50	40～45
Ⅱ、Ⅲ类电动机	65～70	60～70

7. 其他

当1台设备由2台及以上的电动机共同拖动时,保护装置应满足对每台电动机的灵敏性要求,必要时可按每台电动机分别装设保护。

对于双速电动机的电流速断保护和过负荷保护,应按不同转速的容量分别装设。

9.7 低压厂用电动机的保护

9.7.1 低压厂用电动机应装设下列保护:

1. 相间短路保护

用于保护电动机绕组内及引出线上的相间短路故障。保护装置可按电动机的重要性及所选用的一次设备,由下列方式之一构成:

(1)熔断器与磁力启动器(或接触器)组成的回路,由熔断器作为相间短路保护。

(2)断路器或断路器与操作设备组成的保护回路,可用断路器本身的短路脱扣器作为相间短路保护,为使保护范围能伸入电动机内部,要求电动机出线端子处短路时,保护的灵敏系数不小于1.5。若保护的灵敏性达不到要求,应另装继电保护,保护装置采用两相两继电器接线,瞬时动作于断路器跳闸。

2. 单相接地短路保护

低压厂用电系统中性点为直接接地时,对容量为100kW以上的电动机宜装设单相接地短路保护。

对55kW及以上的电动机如相间短路保护能满足单相接地短路的灵敏性时,可由相间短路保护兼作接地短路保护;当不能满足时,应另装接地短路保护。

保护装置由1个接于零序电流互感器上的电流继电器构成,瞬时动作于断路器跳闸。

3. 单相接地保护

按9.2.3、9.2.4规定的条款执行。

4. 过负荷保护

对易过负荷的电动机应装设本保护。其构成方式如下:

(1)操作电器为磁力启动器或接触器的供电回路,其过负荷保护用热继电器或微机(电子)型继电器构成。

(2)由断路器组成的回路,当装设单独的继电保护时,可采用电流继电器作为过负荷保护;当采用电动机型断路器时也可采用本身的过载长延时脱扣器作为过负荷保护。

保护装置可根据负荷的特点动作于信号或跳闸。

5. 两相运行保护

当电动机由熔断器作为短路保护时,应装设本保护,保护的构成方式按7.5.10所规定的条款执行。

6. 低电压保护

按9.6.1条6款规定的条款执行。

9.8 厂用线路的保护

9.8.1 3～10kV厂用线路应装设下列保护:

1. 相间短路保护

3～10kV厂用线路宜装设两相两继电器式的电流速断保护和两相三继电器式的过电流保护,保护动作于跳闸。

2. 单相接地保护

按 9.2.2 规定的条款执行。

9.8.2 6～35kV 厂用升压或隔离变压器线路组的保护：

1. 相间短路保护

(1)用于保护变压器内部故障及线路的相间短路应装设电流速断保护。对于 2MVA 及以上变压器，如电流速断灵敏性不符合要求，宜装设差动保护，保护装置瞬时动作于跳闸。

(2)作为电流速断或差动保护后备，宜装设过电流保护，保护带时限动作于跳闸。

2. 瓦斯保护

800kVA 及以上油浸变压器装设瓦斯保护。保护装置构成方式按 9.5.1 条第 3 款规定的条款执行。

3. 单相接地保护

(1)变压器电源侧的单相接地保护按 9.2.2 规定的条款执行。

(2)变压器线路侧的单相接地保护可在线路侧单独装设(线路侧装设 Y/Y/Δ 电压互感器及相应保护)，也可利用线路受电侧的单相接地保护装置作为线路的单相接地保护。保护装置动作于信号。

9.8.3 6～35kV 厂用线路上降压变压器(包括分支连接的降压变压器)的保护，宜采用高压跌落式熔断器作为降压变压器的相间短路保护。

9.8.4 低压厂用线路应装设下列保护：

1. 相间短路保护

(1)由熔断器作为相间短路保护，按 7.4.4、7.5.2 及 7.5.3 条的规定选择。

(2)由断路器组成的回路，可用断路器本身的短路(带短延时)脱扣器作为相间短路保护。

2. 单相接地短路保护

低压厂用电系统中性点为直接接地时应装设本保护。

(1)由熔断器作为单相接地短路保护，按 7.4.4、7.5.2 及 7.5.3 条的规定选择。

(2)由断路器本身的短路(带短延时)脱扣器作为单相接地短路保护，当灵敏性不能满足要求时应由 1 个接于零序电流互感器上的电流继电器及时间继电器构成，延时动作于跳闸。

3. 单相接地保护

按 9.2.3、9.2.4 规定的条款执行。

9.9 柴油发电机的保护

9.9.1 柴油发电机定子绕组及引出线相间短路故障的保护配置，应能适应发电机单独运行和与厂用电系统并列运行的两种运行方式，故过电流保护装置宜装设在发电机中性点的各相引出线上。

9.9.2 柴油发电机应装设下列保护：

1. 过电流保护

(1)用于保护 1MW 及以下发电机绕组内部及引出线上的相间短路故障保护装置宜装设在发电机中性点的分相引出线上。当发电机中性点无分相引出线时，保护装置可装设在发电机出口处，此时宜在出口处加装低电压保护(单独运行的发电机)、或低电压闭锁过电流保护(与厂用电系统并列运行的发电机)，保护装置动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁；过电流保护应具备速断(主保护)及定时限(后备保护)二种功能，当电流速断保护灵敏度不符合要求时可装设纵联差动保护。

(2)当发电机供电给2个分段时,每个分支回路分别装设过电流保护,带时限动作于分支断路器跳闸。

2. 纵联差动保护

对1MW以上或1MW及以下电流速断保护灵敏度不够的发电机应装设本保护,同时应装设定时限过电流保护作为后备保护。

3. 单相接地保护

(1)当发电机中性点为直接接地系统时,为保护单相接地短路故障,此时可将相间短路保护改为三相三继电器式接线,动作于跳闸。

(2)当发电机中性点为不接地或经高电阻接地时,应装设接地故障检测装置。

14.6.1.3 火力发电厂厂用电控制、信号及自动装置

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

10.1 厂用电的控制和信号

10.1.1 高、低压厂用电源的控制和信号设计应按《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)及有关电气进入分散控制系统(DCS)的规定执行。

10.1.2 厂用电动机应根据其重要程度及生产工艺要求,分别采用集中或就地控制。电动机的控制地点参照附录B(提示的附录)。

10.1.3 厂用电动机应根据其控制地点、操作设备和重要程度分别采用不同的控制方式。集中控制的电动机宜采用"一对一"控制,需要时也可设程序控制或进DCS。

高压电动机的控制接线应满足下列要求:

1. 能监视电源和跳闸回路的完好性,以及备用设备自动合闸回路的完好性。

2. 能指示断路器(或操作设备)的位置状态,备用设备自动合闸或事故跳闸时应有明显的信号,断路器的跳、合闸线圈和合闸接触器的线圈不允许用并联电阻来满足跳、合闸指示灯亮度的要求。

3. 具有防止断路器跳跃的电气闭锁装置。

4. 断路器的合闸或跳闸动作完成后,命令脉冲能自动消除。

10.1.4 厂用电动机的信号系统,根据其控制方式、控制地点及工艺要求分别采用下列形式。

1. 在炉机电单元控制室(包括中小型机组机炉控制室)和化水控制室的控制屏(台)上控制的厂用电动机 ,其预告及事故信号宜与热工信号系统一致,采用闪光和重复音响系统。200MW及以上机组主要电动机的信号量(开关量和模拟量)宜按照工艺要求,接入顺序事件记录仪或计算机系统。

2. 在单元控制室集中控制的厂用电动机,当采用"一对一"控制时宜采用事故跳闸绿灯闪光,当其他信号装置能显示设备的事故状态时,也可采用不闪光接线。

3. 也可采用DCS。

10.1.5 在输煤、电除尘、灰浆泵房、循环水泵房、水源地、燃油泵房等辅助厂房宜采用可编程控器(PLC)程控方式,相邻的辅助生产车间或性质相近的辅助工艺系统宜合并控制,并按区域相对集中布置,也可根据工程的具体情况,将某些辅助厂房纳入机组的DCS。采用控制室集中强电一对一控制的厂用电动机可装设不重复动作手动解除音响的事故信号

装置。

发电厂的输煤系统，应采用集中控制，控制方式参见《火力发电厂运煤自动化设计技术规定》。

10.1.6 当双速电动机用3台断路器来改变转速时，其控制接线应有闭锁，以防止切换过程中造成厂用电源短路故障。从高速挡切换到低速挡时，应有延时。

10.1.7 直流电动机可采用串联启动电阻的控制接线。当油泵两端分别由交、直流电动机拖动时，在接线中，应考虑直流电动机启动前联锁跳开交流电动机。

10.1.8 绕线式电动机宜采用转子回路接入频敏变阻器的启动方式。频敏变阻器应在电动机启动时自动接入和在启动完毕后自动短接。

10.1.9 控制回路保护设备的布置。

1. 断路器、装在低压配电屏内的断路器或接触器，其控制回路保护设备宜布置在相应的高压开关柜或低压配电屏上。

2. 装在动力控制箱内的接触器，其交流控制回路保护设备应布置在动力箱内，直流控制回路的保护设备可布置在集中控制屏或其辅助屏(柜)上。

10.1.10 交流和直流的控制、信号电源及相应设备可放在同一块保护屏、控制屏内。

10.3 厂用电的自动装置

10.3.1 高压厂用电源的切换。

1. 正常切换

正常切换宜采用手动并联切换。在确认切换的电源合上后，再断开被切换的电源，并应尽量减少两个电源并列的时间，同时宜采用手动合上断路器后联动切除被解列的电源。

为保证切换的安全性，200MW及以上机组的高压厂用电源切换操作的合闸回路宜经同期继电器闭锁。

2. 事故切换

(1)125MW及以上机组当断路器具有快速合闸性能(固有合闸时间小于5个周波)时，宜采用快速串联断电切换方式，此时备用分支的过电流保护可不接入加速跳闸回路。但在备用电源自动投入合闸回路中应加同期闭锁。同时应装设慢速切换作为后备。

(2)当采用慢速切换时，为提高备用电源自动投入的成功率，在备用电源自动投入的启动回路中宜增加低电压(母线残压)闭锁。

10.3.2 低压厂用电源的切换。

1. 正常切换

正常切换宜采用手动并联切换。在确认切换的电源合上后，再断开被切换的电源，并应尽量减少两个电源并列的时间，同时宜采用手动合上断路器后联动切除被解列的电源。

2. 事故切换

(1)当采用明(专用)备用动力中心(PC)供电方式时，工作电源故障或被错误地断开时备用电源应自动投入。

(2)当采用暗(互为)备用动力中心(PC)供电方式时，宜采用“确认动力中心(PC)母线系统无永久性故障后手动切换”的方式。

10.3.3 厂用电动机应根据工艺要求装设必要的联锁及自动装置，并根据运行方式的需要，可投入或解除。

14.6.1.4 火力发电厂厂用柴油发电机的控制、信号、测量及自动装置

规范引用 《火力发电厂厂用电设计技术规定》(DL/T 5153—2002)

10.4.1 柴油发电机应装设自动启动和手动启动装置。

自启动装置应在备用电源自投失败后1s内发出厂用电源故障信号,并同时发出自启动命令。若自启动连续3次失败,则发出停机信号,并闭锁自启动回路。

柴油发电机的手动启动宜在柴油发电机附近的就地控制屏上进行操作。

柴油机旁应设置紧急停机按钮。

启动电源(或气源)的容量应能满足6次启动的要求。

10.4.2 柴油发电机宜装设下列电测量仪表。

1. 就地控制屏上装设电流表、电压表、功率因数表、有功功率表、频率表和转子电流表及启动电源的直流电压表。

2. 单元控制室的电气控制屏(台)上装设一个电流表。

10.4.3 柴油发电机的电气联锁。

1. 柴油发电机宜在就地装设同期并列装置。

2. 保安段的厂用工作电源与柴油发电机之间采用串联断电切换。

10.4.4 单元控制室内应设置柴油发电机及其分支断路器的位置状态及事故信号。

14.6.2 水力发电厂厂用电系统的测量、保护、控制和自动装置

1. 水力发电厂厂用电系统测量仪表的设置应符合《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T 5137—2001)的规定。测量二次接线应符合《水力发电厂二次按线设计规范》(DL/T 5132—2001)的要求。

2. 水力发电厂的高压厂用变压器应装设下列保护:

(1)纵联差动保护。当高压厂用变压器容量为6.3MVA及以上时,应装设纵联差动保护,作为变压器内部故障和引出线相间短路故障主保护。保护宜采用三相三继电器式接线。差动保护应具有躲励磁能力。保护瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。当高压变压器高压侧无断路器或只有负荷开关时,则应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。对于2MW及以上的变压器,当电流速断保护灵敏度不符合要求时,也应装设纵联差动保护。

(2)电流速断保护。对6.3MVA以下的变压器,在电源侧装设本保护。采用两相三继电器式接线,作为变压器高压侧部分绕组及引出线的相间短路故障保护。保护瞬时动作于断开各侧断路器。当高压厂用变压器高压侧无断路器或只有负荷开关时,则保护应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。

(3)瓦斯保护(包括有载调压变压器分接头开关箱的瓦斯保护)。用于保护变压器内部故障及油面降低。当变压器壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时应动作于信号;当产生大量瓦斯时应瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。当高压厂用变压器高压侧无断路器或只有负荷开关时,则保护应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器(或高压侧断路器)。

(4)过电流保护。用于保护变压器及相邻元件的相间短路故障,保护装于变压器的电源

侧。宜采用两相三继电器接线，对于 Y，y0－12、D，d12 接线及已装设纵联差动保护的 Y，y11 接线的变压器，保护可采用两相两继电器式接线。保护设两个时限，第一时限 t_1 与相邻元件主保护配合，动作于变压器低压侧母线分段断路器跳闸；第二时限 t_2 与第一时限 t_1 配合，动作与变压器各侧断路器跳闸。

当高压变压器高压侧无断路器或只有负荷开关时，则应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器（或高压侧断路器）。当变压器供电给两个分段时，还应在各分支上分别装上过电流保护，保护采用两相两继电器式接线，带时限动作与分支断路器跳闸。

（5）过负荷保护。根据可能过负荷情况装设对称过负荷保护，保护采用单相单继电器式接线，装于高压侧，带时限动作于分支断路器跳闸。

（6）单相接地保护，对不接地（或消弧线圈补偿接地）系统，一般采用接地指示装置（绝缘检查装置），用于反应系统的单相接地故障。电源侧可由引接母线的单相接地保护来确定，不另设单相接地保护。对高电阻接地系统，电源侧亦由联结母线专用的单相接地保护来确定，不另设单相接地保护。对低压侧，当仍为不接地系统时，则应装设接地指示装置，（绝缘检查于监视），用于反应低压侧母线和绕组的单相接地故障，保护由接于母线电压互感器二次开口三角侧的零序过电压继电器构成，保护带时限动作于信号。

（7）零序过电流保护。当变压器高压侧接于 110kV 及以上中性点直接接地的电力系统时，则应装设零序电流保护，保护装设在变压器高压侧中心点电流互感器上，动作电流按变压器额定电流的 30％整定，保护带时限动作于各侧断路器跳闸。

3．水力发电厂的低压厂用变压器应装设下列保护：

（1）纵联差动保护。当低压厂用变压器容量为 2MVA 及以上时，在电流速断灵敏度不满足要求时，应装设纵联差动保护，用于反应变压器及引出线上的相间短路故障。保护采用三相三继电器式接线，并应具有躲励磁能力。保护瞬时动作于低压厂用变压器各侧断路器跳闸。当低压变压器接于发电机出口母线且高压侧无断路器或只有负荷开关时，则保护应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器（或高压侧断路器）。

（2）电流速断保护。用于变压器绕组内部及引出线上（高压侧）相间短路故障。保护采用两相三继电器式接线，保护瞬时动作于低压厂用变压器各侧断路器跳闸。当低压厂用变压器接于发电机出口母线且高压侧无断路器或只有负荷开关时，则保护应动作于发电机出口断路器和主变压器低压侧断路器（或高压侧断路器）。

（3）瓦斯保护及油面降低保护。用于保护变压器内部故障及油面降低。800kVA 及以上或车间内 400kVA 及以上的变压器应装上瓦斯保护，轻瓦斯和油面降低保护动作于信号；重瓦斯保护瞬时动作于跳闸，跳闸范围同电流速断。

（4）过电流保护。用于反应变压器及相邻元件的相间短路故障。保护宜采用两相三继电器接线，保护设两个时限，第一时限 t_1 与相邻元件主保护配合，动作于跳开低压侧母线分段开关；第二时限 t_2 大于第一时限 t_1 一个时限级，保护动作情况与电流速断保护相同。

（5）零序过电流保护。当变压器低压侧直接接地时，零序电流保护用于保护变压器低压侧单相接地短路故障。保护由一个接于变压器低压侧中性线电流互感器上的继电器构成。保护设两个时限，保护动作情况与过电流保护相同。

4．水力发电厂 10kV（6kV）近区、厂区线路保护可参见《水力发电厂继电保护设计规范》（NB/T 35010—2013）。

5．水力发电厂厂用电动机保护可参见《水力发电厂继电保护设计规范》（NB/T 35010—

2013)第13节。

6. 水力发电厂在下列情况下应装设备用电源制度投入装置(简称自动投入装置):

(1)装有备用电源的水电厂厂用电源。

(2)装有备用电源的近区和坝区用电电源。

14.6.3 220～500kV变电所用电系统的测量、保护、控制和自动装置

规范引用 《220～500kV变电所所用电设计技术规程》(DL/T 5155—2002)

8.1 所用电保护

8.1.1 所用变压器保护:

1. 对高压侧采用断路器的所用变压器,高压侧宜设置电流速断保护和过电流保护,以保护变压器内部、引出线及相邻元件的相间短路故障。保护装置宜采用两相三继电器接线。保护动作(电流速断瞬时,过电流带时限)于变压器各侧断路器跳闸。

2. 额定容量800kVA及以上的油浸变压器和400kVA及以上的车间内油浸变压器,均应装设瓦斯保护,保护动作于信号或跳闸。

3. 低压侧中性点直接接地的所用变压器。宜装设下列单相接地短路保护之一:

(1)装在变压器低压侧中性线上的零序过电流保护,保护装置可由反时限电流继电器组成;

(2)利用高压侧的过电流保护,兼作单相短路保护。保护装置采用两相三继电器接线。

保护装置带时限动作于变压器各侧断路器跳闸。

8.1.2 低压电动机应装设下列保护:

1. 相间保护。用于保护电动机绕组内及引出线的短路故障。保护装置按所采用的一次设备,可由下列方式之一构成:

(1)熔断器与磁力启动器(或接触器)组成的网路,由熔断器作为相间短路保护。

(2)断路器或断路器与操作电器组成的回路,可用断路器本身的短路脱扣器作为相间短路保护。当电动机出线端子处短路时,保护的灵敏系数应不小于1.5。

2. 单相接地短路保护。当相间短路保护能满足单相接地短路灵敏性时,可由相间短路保护兼作单相接地短路保护;当不能满足时,宜另装接地短路保护。接地短路保护装置由一个接于零序电流互感器上的电流继电器构成,瞬时动作于断路器跳闸。

3. 过负荷保护。操作电器为磁力启动器或接触器的电动机回路,可采用热继电器作为过负荷保护。保护动作于开断操作电器,并发报警信号。

4. 两相运行保护。当电动机由熔断器作为短路保护时,应装设本保护,保护构成方式见6.4.4。

8.2 控制和信号

8.2.1 控制和信号回路的设计应符合《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)的规定。

8.2.2 当所用配电屏远离主控制室时,对所用变压器低压总断路器、母线分段断路器、消防泵等回路的操作电器,以及所用变压器有载调压分接开关等元件,应根据不同的控制方式实施控制:

①当采用常规控制方式时,宜在主控制室或继电器室设置控制屏进行远方控制;

②当采用微机监控方式时，由监控系统进行控制。

对于其他需设控制回路的元件，可在低压配电屏上就地进行控制。

8.2.3 设有双回路的控制楼及通信楼专用线，其操作电器的控制回路设计，应保证正常运行时只由一个回路进行供电。

8.2.4 所用电系统的事故、预告信号应接入微机监控或中央信号系统。

8.3 自动装置

8.3.1 所用专用备用电源自动投入装置应满足下列要求：

①保证工作电源的断路器断开后，工作母线无电压，且备用电源电压正常的情况下，才投入备用电源；

②自动投入装置应延时动作，并只动作一次；

③当工作母线故障时，自动投入装置不应启动；

④手动断开工作电源时，不启动自动投入装置；

⑤工作电源恢复供电后，切换回路应由人工复归；

⑥自动投入装置动作后，应发预告信号。

8.3.2 生活水泵、雨水泵等，应设有根据水位自动投切的回路。

8.4 测量

8.4.1 所用电回路测量仪表的设置应符合《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T 5137—2001)的规定。所用配电屏上应设有母线电压表。

14.7 掌握 UPS 的选择

14.7.1 不间断电源(UPS)的设置要求

规范引用

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

10.2.1 UPS 的负荷按照《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)附录 L 的有关规定确定。

10.2.2 采用单元制控制方式的机组 UPS 可按机组配置 UPS。采用非单元制控制方式的机组 UPS 根据 DCS 配置情况配置 UPS。发电厂的网络部分计算机监控系统和辅助车间的计算机监控系统也可装设独立 UPS。发电厂 MIS 系统应配置独立的 UPS。

10.2.3 UPS 的配置形式应符合下列规定：

1. 单机容量为 300MW 级及以下机组，当计算机控制系统仅需要 1 路不间断电源时，每台机组可配置 1 台交流不间断电源装置。

2. 单机容盘为 600MW 级及以上机组，每台机组宜配置 2 台交流不间断电源装置。

10.2.4 交流不间断电源主母线应采用单母线或单母线分段方式。当有冗余供电或互为备用的不间断负载时，交流不间断电源主母线宜采用单母线分段，双重化的交流不间断电源装置和负载应分别接到不同的母线段上。

10.2.5 220kV 变电站设一台单机在线式 UPS 装置，110kV 及以下变电站所需小容量的不间断交流电源可采用 DC/AC 变换装置。220kV 变电站，当主变压器数量为 4 台及以上

的较大型变电站或220kV以上变电站时,UPS宜采用冗余配置。

10.2.6 当UPS采用模块化形式,即一台UPS装置由多个模块组成时,任一模块故障时可在线更换模块。UPS的主机不冗余配置,模块数量大于或等于7台时宜按 $N+2$ 配置,小于7台对宜按 $N+l$ 配置。

10.2.7 UPS系统的直流电源宜由相应机组或变电站的直流系统蓄电池组供电。如果直流系统电源距离较远或直流电动机房动压降较大难以满足UPS启动的需要,技术经济合理时也可由UPS自带蓄电池组供电。

10.2.8 在选择UPS额定容量时,除要按负荷计算视在功率外,还要计及动态(按负荷从0~100%突变)稳压和稳频精度的要求,以及温度变化、蓄电池端电压下降和设计冗余要求等因素的影响。

10.2.9 UPS应为静态逆变装置。UPS宜为单相输出。输出电压为220V、50Hz、额定功率因数0.8。当容量较大时或有三相电源的负载时,也可选用三相输出式。

UPS输出的配电屏馈线宜采用辐射状供电方式。

10.2.10 发电厂主厂房UPS宜由保安电源供电,其他UPS电源可由就近厂用段引接。交流主电源与交流旁路电源应由不同厂用母线段供电。变电站UPS宜由站用电源供电。当UPS输入电源故障消失或整流器故障时,宜由发电厂(变电站)蓄电池组经闭锁二极管供电或由自带的蓄电池组供电。

10.2.11 UPS的正常交流输入端、旁路交流输入端、蓄电池馈线的输入端,逆变器的输入端和输出端以及UPS输出端应装设具有热、磁脱扣器的自动开关进行保护。

10.2.12 UPS屏应至少配置UPS输出频率、输出电压、输出电流测量表计,并应将测量信号远传至计算机监控系统。UPS系统宜能输出UPS总报警信号、旁路运行、蓄电池供电、整流器故障、逆变器故障、冷却风扇故障、电池电压低等信号至计算机监控系统。

10.2.13 UPS主机及主配电屏应布置在室内,交流分配电屏宜布置在负荷集中的室内。

10.2.14 UPS设备应满足环境温度-5~40℃及相对湿度95%的要求。室内应加强通风、散热及防潮。

10.2.15 UPS配电系统可采用不接地方式,也可采用接地方式,根据热工系统对电源要求确定。

10.2.16 UPS交流输入、输出两侧应装设隔离变压器。

14.7.2 厂、站UPS常用负荷

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》(DL/T 5136—2012)

规范引用

附国L 厂、站UPS常用负荷

L.0.1 发电厂UPS的负荷宜包括下列负荷:

1. DCS或微机监测、监控系统。
2. 锅炉灭火保护系统(FSSS)。
3. 汽轮机数字式电液控制系统(DEH)。
4. 给水泵汽轮机数字式电液控制系统(MEH)。
5. 炉膛火焰电视监视系统。

6. 汽包水位电视监视系统。
7. 汽机监视仪表。
8. 事故应急跳闸系统(ETS)。
9. 火灾监测系统(RDS)。
10. 汽机旁路系统。
11. 需辅助电源的变送器。
12. 扩音系统。
13. 其他自动和保护装置。
14. 电能计费系统。
15. MIS 和厂级管理计算机系统。
16. 发电厂电气监控管理系统。
17. 脱硫系统 DCS。
18. 图像监视主系统。

L.0.2 变电站站用 UPS 的负荷宜包括下列负荷：

1. 计算机监控系统。
2. 电能计费系统。
3. 自动和保护装置。
4. 需辅助电源的变送器。
5. 火灾监测系统。
6. 图像监视主系统。
7. 时钟同步系统。

L.0.3 发电厂电力网络部分 UPS 负荷可参考变电站站用部分负荷。

15 照明

15.1 发电厂、变电所照明系统的设计要求

15.1.1 照明方式

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

5.1.1 发电厂、变电站的照明可分为下列方式：

1. 对于照度要求较高、工作位置密度不大，采用一般照明不合理的场所宜采用混合照明。

2. 当受生产技术条件限制、不适合装设局部照明或采用混合照明不合理时，宜采用一般照明。

3. 当某一工作区需要高于一般照度时，可采用分区一般照明。

4. 在一个工作场所内不应只装设局部照明。

5.1.2 发电厂、变电站宜装设局部照明的工作地点可参照表 15-1 的规定。

表 15-1 发电厂、变电站装设局部照明的工作场所

锅炉房	给煤机视察孔(随设备成套供货) 钢球磨煤机轴承油位观察孔 中速磨石子煤斗视察孔(随设备成套供货) 就地热力控制屏及测量仪表屏 水力除渣渣斗视察孔(随设备成套供货)
汽机房	凝汽器及高、低压加热器水位计 汽轮发电机本体回油视察孔 发电机定子(随设备成套供货) 就地热力控制屏及测量仪表屏 励磁机整流子

续表

配电室	高低压成套配电柜、控制及继电器柜(随设备成套)
煤灰系统	主厂房内原煤斗(有高、低煤位计者不装)、除灰控制屏
供水系统	循环水泵房控制屏及测量仪表屏 补给水泵房控制屏及测量仪表屏 工业水泵房控制屏及测量仪表屏
化学水处理室	离子交换器液面视察孔(最上面) 就地控制屏及测量仪表屏
调相机室	调相机控制屏及测量仪表屏 调相机本体回油观察孔
燃气发电厂	燃气轮发电机、余热锅炉(随设备成套)

5.1.3　对下列工作场所,可设置一般照明。

锅炉汽包压力表,引风机、送风机、排粉机、油位计,煤、灰、水取样点,除氧器压力表,锅炉底部除渣机,热力网加热器水位计、疏水箱水位计、发电机冷却水箱水位计,发电机主油箱油位计,减温器水位计,蒸发器水位计,室外油罐油位计,水处理除盐水箱水位计,发电机出口及厂用分支断路器油位计等。

15.1.2　照明种类

规范引用　**《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)**

5.2.1　发电厂、变电站的照明种类可分为:正常照明、应急照明、警卫照明和障碍照明。应急照明包括备用照明、安全照明和疏散照明。按下列要求确定照明种类:

1. 工作场所均应设置正常照明。

2. 工作场所下列情况应设置应急照明:

(1)当正常照明因故障熄灭后,需要确保正常工作或活动继续进行的场所,应设置备用照明。

(2)当正常照明因故障熄灭后,需要确保处于潜在危险之中的人员安全的场所,应设置安全照明。

(3)当正常照明因故障熄灭后,需要确保人员安全疏散的出入口和通道,应设置疏散照明。

3. 有警戒任务的场所,应根据警戒范围的要求设置警卫照明。

4. 有危及航行安全的建筑物、构筑物上,应根据航行要求设置障碍照明。

5.2.2　发电厂、变电站宜装设应急照明的工作场所可参照表 15-2。

表 15-2　发电厂、变电站装设应急照明的工作场所

工作场所		备用照明	疏散照明
锅炉房及其辅助车间	锅炉房运转层	√	
	锅炉房底层的磨煤机、送风机处	√	
	除灰间		√
	引风机间	√	
	燃油泵房	√	
	给粉机平台	√	
	锅炉本体楼梯		√
	司水平台	√	
	回转式预热器	√	
	燃油控制室	√	
	给煤机	√	
	煤仓胶带层		√
	除灰控制室	√	
汽机房及其辅助车间	汽机房运转层	√	
	汽机房底层的凝汽器、凝结水泵	√	
	给水泵、循环水泵、备用励磁机等处	√	
	加热器平台	√	
	发电机出线小室、制氢站	√	
	除氧层	√	
	除氧间管道层		
运煤系统	碎煤机室	√	
	运煤转运站		√
	运煤栈桥		√
	地下运煤装置		√
	运煤集控室	√	
	翻车机室	√	
供水系统	循环水泵房	√	
	消防水泵房	√	
化学水处理室	化学水处理室控制室	√	
电气车间	主控制室	√	
	网络控制室	√	
	集中控制室	√	
	单元控制室	√	
	继电器屏室及电子设备间	√	
	屋内配电装置	√	
	主厂房厂用配电装置(动力中心)	√	
	蓄电池室	√	

续表

工作场所		备用照明	疏散照明
电气车间	计算机主机室	√	
	通信转接台室、交换机室、载波机室、微波机室、特高频室、电源室、保安电源、不停电电源、柴油发电机房及其配电室	√	
	直流配电室	√	
通道楼梯及其他	控制楼至主厂房天桥		√
	生产办公楼至主厂房天桥		√
	主要通道、主要出入口		√
	主要楼梯间		√

注：发电机和变电站无设置安全照明的场所

5.2.3　主控制室、网络控制室、集中控制室、单元控制室的主环内，应装设不少于两盏直流常明灯。

5.2.4　无人值班变电站不宜装设应急照明。

15.1.3　设计要求

照明设计应贯彻安全、先进、经济、美观的原则，并应满足下列要求：

(1)工作面上的照度符合规定值；

(2)限制眩光；

(3)供电安全可靠；

(4)维护检修安全方便；

(5)照明装置与建筑协调统一；

(6)积极慎重地采用先进技术和节能设备。

15.2　照明系统的供电方式

15.2.1　照明网络电压

规范引用　《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.1.1　正常照明网络电压应为380/220V。

应急交流照明网络电压应为380/220V。

应急直流照明网络电压应为220V或110V。

10.1.2　照明灯具端电压的偏移，不应高于额定电压的105%，也不宜低于其额定电压的下列数值：

1. 对视觉要求较高的主控制室、单元控制室、集中控制室、计算机室、主厂房、生产办公楼等室内照明为97.5%。

2. 运煤系统、其他辅助厂房等一般工作场所的室内照明，露天油库等露天工作场所的

照明为95%。对远离供电电源的工作场所,难以满足要求时,可降低到90%。

3. 应急照明、道路照明、警卫照明及电压为12~24V的照明为90%。

10.1.3 下列场所采用24V及以下的低压照明:

1. 供一般检修用携带式作业灯,其电压应为24V。

2. 供锅炉本体,金属容器检修用携带式作业灯,其电压应为12V。

3. 隧道照明电压宜采用24V。如采用220V电压时,应有防止触电的安全措施,并应敷设灯具外壳专用接地线。

10.1.4 生产车间的照明灯具,当其安装高度在2.2m及以下,且具有下列条件之一时,应有防止触电的安全措施或采用24V及以下电压:

1. 特别潮湿的场所。

2. 高温场所。

3. 具有导电灰尘的场所。

4. 具有导电地面的场所。

15.2.2 正常照明网络供电

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.2.1 正常照明网络的供电方式:

1. 当低压厂用电的中性点为直接接地系统,且单机容量为200MW以下机组时,主厂房的正常照明由动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电。

2. 当低压厂用电的中性点为非直接接地系统或单机容量为200MW及以上机组时,主厂房的正常照明由高压或低压厂用电系统引接的集中照明变压器(二次侧应为380/220V中性点直接接地)供电。从低压厂用电系统引接的照明变压器,也可采用分散设置的方式。

3. 辅助车间的正常照明宜采用与动力系统共用变压器供电。

4. 变电站正常照明宜采用照明与动力共用变压器供电方式。

5. 燃机电厂根据实际情况可不设照明变压器。

10.2.2 由集中照明变压器供电的主厂房正常照明母线,应采用单母线接线,每台机组设一台或两台正常照明变压器。

照明备用变压器可按下列方式设置:

1. 正常照明变压器互为备用。

2. 用检修变压器兼作照明备用变压器。

3. 当低压厂用电系统为直接接地系统时,可用低压厂用备用变压器兼作照明备用变压器。

10.2.3 集中照明变压器与分散照明变压器供电方式:

1. 集中照明变压器可由厂用高压或厂用低压系统供电。

2. 分散照明变压器宜由就近的低压厂用系统供电。分散照变压器的单台容量不宜大于50kVA。

10.2.4 集中照明变压器或分散照明变压器宜采用D,y11接线。

10.2.5 室内照明与室外照明应分别设照明干线。

15.2.3　应急照明网络供电

规范引用　《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.3.1　单机容量为200MW及以上机组的单元控制室、集中控制室、网络控制室与柴油发电机室的直流应急照明，除直流常明灯外，当正常照明电源消失时，应自动投入到直流母线供电。

10.3.2　容量为200MW及以上机组的应急交流照明回路的供电。

1. 当正常照明采用集中变压器或分散照明变压器时，交流应急照明变压器的接线组别应与其选用一致，电源应由保安段供电。

2. 当两台机组为一集中控制室时，集中控制室的应急交流照明，应由两台机组的交流应急照明变压器分别向集中控制室供电。

3. 重要辅助车间的应急交流照明，应由保安段供电，或直接由主厂房集中交流应急照明变压器供电。

10.3.3　交流应急照明变压器的容量、台数可按下列原则选择：

1. 主厂房集中交流应急照明变压器的容量，可按单台正常集中照明变压器容量的20%选取。200MW及以上机组每台机设一台交流应急照明变压器，交流应急照明变压器不设备用变压器。

2. 当主厂房及重要的辅助车间采用分散交流应急照明变压器时，单台容量宜为5～15kVA。

10.3.4　单机容量为200MW以下的发电厂与变电站的正常，应急直流照明应由蓄电池直流系统供电。应急照明与正常照明可同时点燃，正常时由低压380/220V厂用电或所用电供电，事故时自动切换到蓄电池直流母线供电。

主控制室与集中控制室的应急照明，除正常明灯外，也可为正常时由低压380/220V厂用电或所用电供电，事故时自动切换到蓄电池直流母线供电。

应急照明切换装置应布置在方便操作的地方。远离主厂房的重要辅助车间的应急照明宜采用应急灯。

15.2.4　照明供电线路

规范引用　《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.4.1　照明主干线路。

1. 正常照明主干线路宜采用三相四线制，大量采用气体放电光源的配电回路宜采用四芯等截面电缆。

2. 应急照明主干线路：当经交直流切换装置供电的应采用两线制；当由保安电源供电的应急交流线路，应采用三相四线制。

3. 照明主干线路上连接的照明配电箱数量不宜超过5个。

10.4.2　照明分支线路宜采用三线制；对距离较长的道路照明与连接照明器数量较多的场所，也可采用三相五线制。

10.4.3 距离较远的24V及以下的低压照明线路,宜采用单相两线制,也可采用380/220V线路,经降压变压器以24V及以下电压分段供电。

10.4.4 厂区道路照明供电线路,应与室外照明线路分开。建筑物入口门灯可由该建筑物内的照明分支线路供电,但应加装单独的开关。

10.4.5 内照明线路,每一个单相分支回路的工作电流不宜超过15A。

10.4.6 对高强气体放电灯的照明回路,每一单相分支回路电流不宜超过30A,并应按启动及再启动特性,选择保护电器与检验线路的电压损失值。

10.4.7 应急照明网络中,不应装设插座。

10.4.8 插座回路宜与灯回路分开,每回路宜设漏电保护装置。

10.4.9 在气体放电灯的频闪效应对视觉作业有影响的场所,应采用下列措施之一:

①采用高频电子镇流器;

②相邻灯具分接在不同相序。

15.2.5 照明负荷计算

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.5.1 照明线路负荷宜按下列公式计算:

1 照明分支线路负荷按式(10.5.1-1)计算,即

$$P_{js}=\sum P_z(1+\alpha) \qquad (10.5.1\text{-}1)$$

2 照明主干线路负荷按式(10.5.1-2)计算,即

$$P_{js}=\sum K_x P_z(1+\alpha) \qquad (10.5.1\text{-}2)$$

3 照明不均匀分布负荷按式(10.5.1-3)计算,即

$$P_{js}=\sum K_x 3P_{zd}(1+\alpha) \qquad (10.5.1\text{-}3)$$

式中:P_{js}——照明计算负荷(kW);

P_z——正常照明或应急照明装置容量(kW);

P_{zd}——最大一相照明装置容量(kW);

K_x——照明装置需要系数,可参照表15-3;

α——镇流器与其他附件损耗系数,白炽灯、卤钨灯$\alpha=0$,气体放电灯$\alpha=0.2$。

表15-3 照明装置需要系数

工作场所	K_x值	
	正常照明	应急照明
主厂房、运煤系统	0.9	1.0
主控制楼、屋内配电装置	0.85	1.0
化学水处理室、中心修配厂	0.85	—
办公室、试验室、材料库	0.8	—
屋外配电装置	1.0	—

10.5.2 照明变压器容量宜按式(10.5.2)选择,即

$$S_t\geqslant\sum[K_t P_z(1+\alpha)/\cos\Phi] \qquad (10.5.2)$$

式中：S_t——照明变压器额定容量(kVA)；

K_t——照明负荷同时系数，可参照表 15-4；

$\cos\Phi$——光源功率因数，白炽灯、卤钨灯 $\cos\Phi=1$，气体放电灯 $\cos\Phi=0.9$。

表 15-4 照明负荷同时系数

工作场所	K_t值	
	正常照明	应急照明
汽机房	0.8	1.0
锅炉房	0.8	1.0
主控制楼	0.8	0.9
运煤系统	0.7	0.8
屋内配电装置	0.3	0.3
屋外配电装置	0.3	—
辅助生产建筑物	0.6	—
办公室	0.7	—
道路及警卫照明	1.0	—
其他露天照明	0.8	—

15.2.6 导线截面选择

15.2.6.1 火力发电厂和变电站照明导线截面选择

《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.6.1 照明线路导线截面应按线路计算电流进行选择，按允许电压损失、机械强度允许的最小导线截面进行校验，并应与供电回路保护设备相互配合。

选择导线截面可按下列步骤进行。

1. 按线路计算电流选择导线截面有

$$I_{cy} \geqslant I_{js}$$

式中：I_{cy}——导线持续允许载流量(A)，参见《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)附录 C 及附录 D；

I_{js}——照明线路计算电流(A)。

导线在不同环境温度时的载流量校正系数参见《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)附录 E。

单相照明线路计算电流：

对白炽灯、卤钨灯有

$$I_{js}=\frac{P_{js}}{U_{exg}} \quad (10.6.1\text{-}1)$$

对气体放电灯有

$$I_{js}=\frac{P_{js}}{U_{exg}\cos\Phi} \quad (10.6.1\text{-}2)$$

式中：I_{js}——照明线路计算电流(A)；

P_{js}——线路计算负荷(kW)；

U_{exg}——线路额定相电压(kV)；

$\cos\Phi$——光源功率因数。

三相四线照明线路计算电流：

对白炽灯、卤钨灯有

$$I_{js}=\frac{P_{js}}{\sqrt{3}U_{ex}} \tag{10.6.1-3}$$

对气体放电灯有

$$I_{js}=\frac{P_{js}}{\sqrt{3}U_{ex}\cos\varphi} \tag{10.6.1-4}$$

式中：U_{ex}——线路额定线电压(kV)。

当照明负荷为两种光源时，线路计算电流可按式 (10.6.1-5)计算，即

$$I_{js}=\sqrt{(I_{js1}\cos\varphi_1+I_{js2}\cos\varphi_2)^2+(I_{js1}\sin\varphi_1+I_{js2}\sin\varphi_2)^2} \tag{10.6.1-5}$$

对气体放电灯，取 $\cos\Phi_1=0.9$，$\sin\Phi_1=0.436$；对白炽灯、卤钨灯，取 $\cos\Phi_2=1$，$\sin\Phi_2=0$。

$$I_{js}=\sqrt{(0.9I_{js1}+I_{js2})^2+(0.436I_{js1})^2} \tag{10.6.1-6}$$

式中：I_{js1}、I_{js2}——两种光源的计算电流(A)；

$\cos\Phi_1$、$\cos\Phi_2$——两种光源的功率因数。

2. 按线路允许电压损失校验导线截面

单相线路电压损失按式 (10.6.1-7)计算，即

$$\Delta U\%=\frac{200}{U_{exg}}I_{js}L(R_0\cos\Phi+X_o\sin\Phi) \tag{10.6.1-7}$$

式中：R_0、X_o——线路单位长度的电阻与电抗(Ω/km)；

L——线路长度(km)；

$\cos\Phi$——线路功率因数；

$\Delta U\%$——线路的电压损失(%)。

线路单位长度电抗 X_o，可用式 (10.6.1-8)计算：

$$X_o=0.1451g\frac{2L'}{D}+0.0157\mu \tag{10.6.1-8}$$

式中：L'——导线间的距离(m)，对三相线路为导线间的几何均距，380V 及以下的三相架空线路，可取 $L'=0.5$m；

D——导线直径(mm)；

μ——导线相对导磁率，对有色金属 $\mu=1$，对铁导线 $\mu>1$，并均与负载电流有关。

三相四线平衡线路电压损失按式 (10.6.1-9)计算，即

$$\Delta U\%=\frac{173}{U}\sum(r\cos\Phi+x\sin\Phi)I_{js}L \tag{10.6.1-9}$$

电压损失的简化计算：

当线路负荷的功率因数 $\cos\Phi=1$，且负荷均匀分布时，电压损失的计算公式可简化为：

$$\Delta U\%=\sum M/CS \tag{10.6.1-10}$$

$$\sum M=\sum P_{js}L$$

式中：$\sum M$——线路的总负荷力矩(kW·m)；

S——导线截面积(mm^2)；

C——电压损失计算系数，与导线材料、供电系统、电压有关，可参照表15-5。

表15-5　电压损失计算系数

线路额定电压/V	供电系统	C值计算式	C值	
			铜	铝
380/220	三相四线	$10rU_{exg}^2$	70	41.6
380	单相交流或直流两线系统	$5rU_{exg}^2$	35	20.8
220			11.7	6.96
110			2.94	1.74
36			0.32	0.19
24			0.14	0.083
12			0.035	0.021

注：①线芯工作温度为50℃；

②U_{exg}为额定线电压，U_{exg}为额定相电压，单位为kV；

③r为电导率，铜线$r=48.5m/\Omega\cdot mm^2$；铝线$r=28.8m/\Omega\cdot mm^2$。

按线路允许电压损失校验导线截面积：

$$\Delta U_y\%\geqslant\Delta U\%$$

式中：$\Delta U_y\%$——线路允许电压损失(%)；

$\Delta U\%$——一线路的电压损失(%)。

3. 按机械强度允许的最小导线截面进行校验，可参照表15-6。

4. 导线和电缆的允许载流量，不应小于回路上熔丝的额定电流或自动空气开关脱扣器的整定电流。

表15-6　机械强度允许的最小导线截面积

导线用途及敷设方式			芯线最小截面积/mm^2		
			铜芯软	铜线	铝线
照明灯具引线	工业厂房		0.5	0.8	2.5
	民用建筑		0.4	0.5	1.5
	室外		1.0	0.1	2.5
移动式用电设备	生产		1.0	—	—
	生活用		0.2	—	—
绝缘导线明敷设	固定间距	1m以下(室内)	—	1.0	2 5
		1m以下(室外)	—	1.5	2.5
		1～2m(室内)	—	1.0	2.5
		1～2m(室外)	—	1.5	2.5
		3～6m	—	2.5	4.0
		7～10m	—	2.5	6.0
绝缘导线作进户线	挡距为10m以下		—	2.5	4.0
	挡距为10～25m		—	4.0	6.0

续表

导线用途及敷设方式		芯线最小截面积/mm²		
		铜芯软	铜线	铝线
厂区道路照明线路	绝缘导线穿管敷设	1.0	1.0	2.5
	裸导线架空敷设	—	6.0	16
接地线	裸导线明敷设	—	4.0	6.0
	绝缘导线明敷设	—	1.5	2.5

10.6.2 由专门支路供电的插座回路，插座数量不宜超过15～20个。

10.6.3 中性线(N线)截面按下列条件选择：

1. 单相及两相线路中，中性线截面应与相线截面相同；

2. 三相四线制线路中，当负荷为白炽灯或卤钨灯时，中性线截面应按相线载流量的50%选择；当负荷为气体放电灯时，中性线截面积应满足不平衡电流及谐波电流的要求，且不小于相线截面积。

3. 在可能逐相切断的三相线路中，中性线截面积应与相线截面积相等，如数条线路共用一条中性线时，其截面积应按最大负荷相的电流选择。

10.6.4 按下列工作场所环境条件选择导线种类：

1. 在有爆炸或火灾危险、潮湿、振动、维护不便以及比较重要的场所，应采用铜芯绝缘导线。

2. 高温工作场所，应采用铜芯耐高温绝缘导线。

10.6.5 照明分支回路中的保护地线(PE线)截面的选择，应与中性线截面相同。

10.6.6 照明配电干线和分支线，应采用铜芯绝缘电线或电缆，分支线截面不应小于2.5mm²。

15.2.6.2 水力发电厂照明导线截面选择

规范引用 《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

4.5.1 照明网络导线截面应按下列程序进行选择：

1. 按线路计算电流选择导线截面。

2. 按线路允许电压损失校验导线截面。

3. 导线的允许载流量，不应小于回路上断路器脱扣器的整定电流。

4.5.2 照明回路中保护线(PE线)应与中性线(N线)等截面，并应满足表15-7规定。

表15-7 PE线与N线截面要求

相线截面/mm²	PE线与N线截面/mm²
$S \leqslant 16$	S
$16 < S \leqslant 35$	16
$S > 35$	$S/2$

4.5.3 照明网络导线应采用铜芯绝缘电线或电缆，导线截面不应小于2.5mm。

附录A 导线截面选择计算

A.1　按线路计算电流选择导线截面

A.1.1　按线路计算电流选择导线截面时，应按下式进行选择：

$$I_n \geqslant I_c \tag{A.1.1}$$

式中：I_n——导线持续允许载流量，据导线型号规格及敷设方式而定(A)；

I_c——照明线路计算电流(A)。

A.1.2　两线制线路计算电流(当照明负荷为一种光源时)计算式如下：

线性负荷(卤钨灯等)：

$$I_c = P_c / U_N \tag{A.1.2-1}$$

非线性负荷(气体放电灯)：

$$I_c = P_c / (U_N \cos\varphi) \tag{A.1.2-2}$$

式中：Pc——线路计算负荷(W)；

U_N——线路额定相电压(V)；

$\cos\varphi$——气体放电灯的额定功率因数。

A.1.3　三相四线制线路计算电流计算式如下：

线性负荷(卤钨灯等)：

$$I_c = P_c / \sqrt{3} U_N \tag{A.1.3-1}$$

非线性负荷(气体放电灯)：

$$I_c = P_c / (\sqrt{3} U_N \cos\varphi) \tag{A.1.3-2}$$

式中：P_c——线路计算负荷(W)；

U_N——线路额定线电压(V)。

A.1.4　当照明负荷为两种光源时，线路计算电流可按下式计算：

$$I_c = \sqrt{(0.6 I_{c1} + I_{c2})^2 + (0.8 I_{c1})^2} \tag{A.1.4}$$

式中：I_{c1}——非线性负荷光源(气体放电灯)的计算电流(A)；

I_{c2}——线性负荷光源(卤钨灯)的计算电流(A)。

A.2　按线路允许电压损失校验导线截面

A.2.1　单相线路电压损失计算(非线性负荷光源照明网络)如下：

$$\Delta U_L(\%) = \frac{2 \times 100 (r\cos\varphi + x\sin\varphi)}{U_N} \sum I_c L \tag{A.2.1}$$

A.2.2　三相四线制线路电压损失计算如下：

$$\Delta U_L(\%) = \frac{100 (r\cos\varphi + x\sin\varphi)}{U_N} \sum I_c L \tag{A.2.2}$$

式中：r、x——线路的电阻、电抗(Ω/km)；

L——线路长度(km)；

$\cos\varphi$——线路的功率因数，无补偿电容时荧光灯线路的功率因数取0.5，无补偿电容时金属卤化物灯线路的功率因数取0.4～0.5，卤钨灯等线性光源取1；

$\sum I_c$——通过线路的计算电流和(A)。

A.2.3　电压损失的简化计算。当线路负荷为纯有功功率，且各相负荷均匀分布，各段导线计算截面相同时，其电压损失计算公式可简化为：

$$\Delta U_L = \sum M / (CS) \tag{A.2.3-1}$$

式中：S——导线截面(mm)；

C——电压损失计算系数，该值由线路供电系数电压及所选导线材料而定，见表15-8；

$\sum M$——线路中负荷力矩的总和。

$$\sum M = \sum P_c L \quad \text{(A. 2. 3-2)}$$

表 15-8 计算线路电压损失公式中系数 C 值

线路额定电压/V	线路系数及电流种类	系数 C 的计算公式	系数 C 值	
			铜线	铝线
380/220	三相四线	$10rU_N^2$	70.860	42.540
380/220	两相三线	$10rU_N^2/2.25$	31.490	19.910
220	交流单相及直流两线	$5rU_{Nx}^2$	11.870	7.130
110			2.970	1.780
24			0.140	0.081
12			0.035	0.021

注：U_N——额定线电压，kV；U_{Nx}——额定相电压，kV；r——导线的电阻率，20℃时，铜线电阻率为54.34m/(Ω·mm²)，铝线电阻率为32.25m/(Ω·mm²)。

A.2.4 按线路允许电压损失校验导线截面：

$$\Delta U_y(\%) \geqslant \Delta U_L(\%) \quad \text{(A. 2. 4)}$$

式中：$U_y(\%)$——线路允许电压损失；

$\Delta U_L(\%)$——线路电压损失。

15.2.7 照明线路的敷设与控制

15.2.7.1 火力发电厂和变电站照明线路。

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.7.1 发电厂和变电站生产车间的照明分支线路，宜采用铜芯绝缘导线穿管敷设。

10.7.2 在有爆炸危险或有可能受到机械损伤的场所，照明线路应采用铜芯绝缘导线穿钢管明敷。

潮湿的场所以及有酸、碱、盐腐蚀的场所，照明管线应采用阻燃塑料管敷设。

露天场所的照明线路，宜采用铜芯绝缘导线穿镀锌钢管或采用铠装护套电缆敷设。

10.7.3 照明线路穿管敷设时，导线(包括绝缘层)截面积的总和不应超过管子内截面积的40%，或管子内径不小于导线束直径的1.4～1.5倍。塑料绝缘导线穿管配合表可参照《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)附录F。

10.7.4 管内敷设多组照明导线时，导线的总数不应超过6根。在有爆炸危险的场所，管内敷设的导线根数不应超过4根。

10.7.5 不同电压等级和不同照明种类的导线，不应共管敷设。

10.7.6 正常照明分支回路中性线上，不应装设熔断器和开关设备。

10.7.7 集中控制的照明分支线路上，不应连接插座和其他电气设备。

10.7.8 屋外配电装置、组合导线和母线桥下面，不应有照明架空线路穿过。

10.7.9 明敷的照明分支线路，在引至开关、插座等部位时，应有防止机械损伤的保护措施。

10.7.10　层高在5m及以上的场所可采用金属配线槽或金属管路架空敷设，采用金属配线槽敷设时，灯具可选用荧光灯。

15.2.7.2　水力发电厂照明线路。

规范引用　**《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)**

4.4.1　照明主干线路设置应满足如下要求：

1. 正常照明线路应设置保护线(PE线)。

2. 照明主干线路上连接的照明配电箱个数不宜超过3个。

4.4.2　照明配电宜采用放射式和树干式结合的系统。三相配电干线的各相负荷宜分配平衡，最大相负荷不宜超过三相负荷平均值的115%，最小相负荷不宜小于三相负荷平均值的85%。

4.4.3　使用小功率光源的室内照明分支线路，每一单相回路电流不宜超过15A，且连接光源数不宜超过25个，非重要场所不宜超过40个；使用大功率光源时，每一单相回路可适当加大载流量，但不宜超过25A。

4.4.4　插座和照明灯具不宜接在同一分支回路上。

4.4.5　导线宜采用线管或线槽明敷保护。当采用线管时，一般情况下，每根线管内导线不应超过6根；在有爆炸危险的场所，不应超过4根。

4.4.6　在有爆炸危险及有可能受到机械损伤的场所，照明线路明敷时应穿金属管敷设；在有酸、碱腐蚀的场所，照明线路应采用暗敷方式。

4.4.7　明敷的照明分支线路，在引至开关、插座等部位时，应有防止机械损伤的保护措施。

4.4.8　不同电压等级和不同照明种类的导线，不应共管敷设。

15.2.8　照明配电箱选择与布置

15.2.8.1　火力发电厂和变电站照明配电箱。

规范引用　**《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)**

10.8.1　照明配电箱应按照明种类、明装、暗装、电流、电压、有无进出线开关、工作场所环境条件与控制方式进行选择。

照明配电箱内操作与保护电器，宜采用带电磁脱扣器的空气断路器。

10.8.2　在有爆炸危险的场所，不应装设照明配电箱。应将其装设在附近正常环境的场所，该照明配电箱的出线回路，应装设双极开关。

多灰尘与潮湿场所应装设外壳防护等级为IP54的照明配电箱。

特别潮湿与有腐蚀气体的场所，不宜装设照明配电箱。

10.8.3　照明配电箱的布置，应靠近负荷中心，并便于操作维护。

10.8.4　照明配电箱的安装高度，宜为箱底距地面1.5m。

10.8.5　照明配电箱应留有适当的备用出线回路。

15.2.8.2 水力发电厂照明配电箱。

规范引用 《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

4.4.9 照明配电箱应按照明种类、安装方式、额定参数、工作场所环境条件与控制方式进行选择。照明配电箱内的操作与保护电器宜采用微型断路器,插座回路应采用具有剩余电流动作保护的断路器。

4.4.10 照明配电箱宜设置在靠近照明负荷中心便于操作维护的位置。但在有爆炸危险的场所,不应装设照明配电箱。

4.4.11 照明配电箱宜留有适当的备用回路。照明配电箱的安装高度,宜为箱底距地面1.4m。

15.2.9 照明网络接地

15.2.9.1 火力发电厂和变电站照明网络接地。

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

10.9.1 发电厂和变电站照明装置的接地,应符合《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)的有关规定。

10.9.2 发电厂和变电站照明网络的接地类型,宜采用TN-C-S系统。即车间照明配电箱的电源线中,其中性线(N线)和保护地线(PE线)合并,而照明配电箱以后分支线的中性线(N线)和保护地线(PE线)分开。

10.9.3 下列照明装置应接地:

照明配电柜、照明配电箱、照明变压器(携带式或固定式)及其支架、电缆接线盒的外壳、导线与电缆的金属外壳、金属保护管、需要接她的灯具、照明灯杆、插座、开关的金属外壳等。

正常照明配电箱与配电屏(包括专用屏)的工作中性线(N线)母线,应就近接入接地网。

10.9.4 二次侧为24V及以下的降压变压器,严禁采用自耦降压变压器。其二次侧中性点或一端应直接接地,电源侧应装设短路保护。

10.9.5 照明网络的接地电阻不应大于4Ω。工作中性线(N线)的重复接地电阻,不应大于10Ω。

10.9.6 当应急照明直接由蓄电池供电或经切换装置后由蓄电池直流供电时,其照明配电箱中性线(N线)、母线不应接地。箱子外壳应接于专用接地线。

在有爆炸和火灾危险的场所,其接地应符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—2014)的规定。

10.9.7 照明网络的工作中性线(N线)必须有两端接地,可按下列方式接地:

1. 在具有一个或若干个照明配电箱的建筑物内,可将底层照明配电箱的工作中性线(N线)母线与外壳同时接入接地装置。

2. 当建筑物或构筑物无接地装置时,可就近设独立接地装置,其接地电阻不应大于30Ω。

3. 当建筑物与构筑物的照明配电箱进线设有室外进户线支架时,宜将工作中性线(N线)与支架同时和接地网相连。

4. 中性点直接接地的低压架空线的工作中性线(N线),其干线和分支线的终端以及沿线每隔1km处,应重复接地(但距接地点不超过50m者除外)。重复接地应尽量利用自然接地体。

15.2.9.2 水力发电厂照明网络接地。

规范引用 《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

4.6.1 水力发电厂照明装置的接地,应符合《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)及《水力发电厂接地设计技术导则》(DL/T 5091—1999)的有关规定。

4.6.2 水力发电厂照明网络的接地类型,宜采用TN-S系统。

4.6.3 安全特低电压供电应采用安全隔离变压器,严禁采用自耦变压器,其二次侧不应接地。

4.6.4 PE线应在靠近配电变压器处接地;照明箱距电源点的距离较远时,PE线应重复接地。

4.6.5 当应急照明由蓄电池直流系统供电时,应急照明回路的负极母线或N线不应接地。

4.6.6 独立照明网络接地电阻应不大于4Ω。

15.3 照明设备的选择

15.3.1 灯具选择

15.3.1.1 火力发电厂和变电站照明灯具的选择。

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

7.1.1 根据工作场所的环境条件,应分别采用下列各种灯具:

1. 在特别潮湿的场所,应采用防潮灯具或带防水灯头的开启式灯具。

2. 在有腐蚀性气体和蒸汽的场所,宜采用耐腐蚀材料制成的密闭式灯具。若采用开启式灯具时,各部分应有防腐蚀防水措施。

3. 在高温场所,宜采用散热性能好、耐高温的灯具。

4. 在有尘埃的场所,应按防尘的相应防护等级选择适宜的灯具。

5. 在装有锻锤、大型桥式吊车等振动、摆动较大场所使用的灯具,应有防振和防脱落措施。

6. 在易受机械损伤、光源自行脱落可能造成人员伤害或财物损失的场所使用的灯具,应有防护措施。

7. 在有爆炸和火灾危险场所使用的灯具,应符合国家标准有关规定。

7.1.2 在满足眩光限制和配光要求条件下,应选用效率高的灯具,并应符合下列规定。

1. 荧光灯灯具的效率不应低于表15-9的规定。

表 15-9　荧光灯灯具的效率

灯具出光口形式	开敞式	保护罩(玻璃或塑料)		格栅
		透明	磨砂、棱镜	
灯具效率	75%	65%	55%	60%

2　高强度气体放电灯灯具的效率不应低于表 15-10 的规定。

表 15-10　高强度气体放电灯灯具的效率

灯具出光口形式	开敞式	格栅或透光罩
灯具效率	75%	60%

发电厂、变电站各车间装设灯具的类型宜参照《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)附录 A 选取。

7.1.3　应按室形指数选用配光合理的灯具,灯具的配光应符合表 15-11 的规定。

表 15-11　灯具配光的选择

室形指数(RI)	灯具最大允许距高比(L/H)	配光种类
$1.7 \leqslant RI < 5$	1.5～2.5	宽配光
$0.8 < RI < 1.7$	0.8～1.5	中配光
$0.5 < RI \leqslant 0.8$	0.5～1.0	窄配光

7.1.4　控制室照明灯具宜符合下列原则:

1. 小型控制室及无人值班的控制室,宜采用嵌入或吸顶式荧光灯。
2. 大、中型控制室,宜采用嵌入式阻燃格栅荧光灯光带,间接照明。
3. 控制室内不应采用花式吊灯照明。
4. 大、中型控制室可采用调光控制。

7.1.5　大型仓库应采用标有△f符号的防燃灯具,光源宜选用高强气体放电灯。

7.1.6　计算机室及具有 CRT 的控制室宜选用表面亮度低的灯具。

7.1.7　应急灯的选择,应满足下列要求:

1. 按不同环境要求可选用开启式、防水防尘式、隔爆式。
2. 应急灯的放电时间,应按 60min 计算。

7.1.8　照明设计时按下列原则选择镇流器:

1. 自镇流荧光灯应配用电子镇流器。
2. 直管形荧光灯应配用电子镇流器或节能型电感镇流器。
3. 高压钠灯、金属卤化物灯配用节能型电感镇流器;在电压偏差较大的场所,宜配用恒功率镇流器;功率较小者可配用电子镇流器。
4. 采用的镇流器应符合该产品的国家能效标准。

15.3.1.2　水力发电照明灯具的选择。

规范引用　**《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)**

7.1.1　照明灯具应根据使用环境、房间用途、光强分布、限制眩光进行选择,并宜选用

效率高、维护检修方便的照明灯具。

7.1.2　根据照明场所的环境条件，分别选用下列灯具：

1. 在一般环境条件下，宜选用开启型灯具。

2. 在有爆炸或火灾危险场所使用的灯具，应符合国家现行相关标准的有关规定。

3. 有腐蚀性介质的场所，应根据腐蚀环境选取防腐型灯具。

4. 在特别潮湿场所，应采用相应等级的防水灯具或配有防水灯头的开启型灯具。

5. 在有较多尘埃的场所，应采用防尘的封闭灯具。

6. 在振动影响较大的场所，宜选用防振型灯具或带有防振措施的开启型灯具。

7. 直接安装在可燃材料表面的灯具，应采用标有▽F标志的灯具。

7.1.3　灯具安装高度在6m及以下时，宜选用广照配光和余弦配光灯具；灯具安装高度在6～15m时，宜选用直射配光灯具；高度为15～30m时，宜选用深照配光灯具或其他高光强灯具。

当灯具上方有需要观察的对象时，宜选用上半球有光通分布的漫射配光灯具。室外大面积工作场所，宜选用散照直射配光的投光灯或其他高光强灯具。

7.1.4　在灯具有可能受到碰撞的场所，应选用带有护网的灯具。

7.1.5　隧洞灯具应满足下列要求：

1. 应具有适合公路隧洞特点的防眩装置。

2. 灯具结构应便于更换光源和附件。

3. 灯具零部件应具有良好的防腐性能。

4. 灯具附件安装应易于操作，并能调整安装角度。

15.3.2　室内照明灯具布置

15.3.2.1　火力发电厂和变电站室内照明灯具的布置。

规范引用　《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

7.2.1　室内照明灯具的布置，可采用均匀布置和选择性布置两种形式。

7.2.2　照明灯具布置应满足下列要求：

1. 使整个房间或房间的部分区域内照度均匀。

2. 光线的投射方向，应能满足生产工艺的要求，光线不应被设备遮挡。

3. 应限制直接眩光和反射眩光。

4. 应与建筑相互协调。

5. 应便于维护和安全检修。

7.2.3　为了使照度均匀，均匀布置照明灯具的L/H（L为灯具的间距，H为灯具的计算高度）值可参照表15-11数值。

15.3.2.1　水力发电室内照明灯具的布置。

规范引用　《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

7.2.1　室内照明灯具布置应满足下列要求：

1. 应使房间整个或部分区域内亮度均匀。

2. 应设置在不易受到机械碰撞、管道设施干扰的安全部位。

3. 光线的照射方向应能满足生产的需要,避免光线被设备遮挡,必要时应采取限制眩光措施。

4. 应与建筑相协调,做到既满足照度标准的要求,又布置合理、美观。

5. 应考虑维护、检修工作的安全与方便。

7.2.2 照明灯具根据设备布置情况采用均匀布置和选择布置。均匀布置的灯具宜按表15-12选择合适的距高比(灯具间距 L 与灯具计算高度 H_c 的比值)。

表 15-12 均匀布灯距高比选择表

分类名称	L/H_c
特深照型	$L/H_c<0.5$
深照型	$0.5\leqslant L/H_c<0.7$
中配照型	$0.7\leqslant L/H_c<1.0$
广照型	$1.0\leqslant L/H_c<1.5$
特广照型	$1.5\leqslant L/H_c$

当靠墙有工作面时,边排灯具与墙的距离宜取 0.25～0.4L。当靠墙为过道或无工作面时,边排灯具与墙的距离宜取 0.33～0.5L。

7.2.3 进厂隧洞灯具布置要求:

1. 过渡段的长度宜采用表15-13数值,灯具布置宜采用选择布置方式。

表 15-13 进厂隧洞照明过渡段长度

车速 ν/(km/h)	10	20	40
过渡段长度/m	20	40	80

2. 进厂隧洞中间段宜采用均匀布灯方式。

3. 当遇到路线变化时宜适当调整灯具排列,使司机能分辨路线变化趋势。

7.2.4 安装于水车室、发电机风罩、交通廊道等地的灯具,当高度低于2.5m时,应设有防止触电的安全措施。

15.3.3 室外照明灯具布置

15.3.3.1 火力发电厂和变电站室外照明灯具的布置。

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

7.3.1 屋外配电装置照明可采用集中布置、分散布置、集中与分散相结合的布置方式。

1. 当采用集中布置时,宜采用双面或多面照射,投光灯或高强气体放电灯,宜装在灯塔上,有条件时应利用避雷针塔或附近的高建筑物。

2. 当采用分散布置时,宜采用灯柱方式或安装于地面的泛光照明方式,可利用配电装置构架装设灯具,但必须有足够的安全距离,并应考虑安全检修条件。

7.3.2 照明灯具与不带栅栏裸带电导体或设备的安全距离,应符合《高压配电装置设

计技术规范》(DL/T 5352—2006)中的规定。

7.3.3 露天贮煤场宜采用投光灯，单独设置灯塔或利用附近的高建筑物。

7.3.4 露天油库区，可在其防火堤外设置照明灯杆，当油罐容量较大且数量较多时，也可设置投光灯照明。

7.3.5 厂区、所区道路照明灯具布置，应与总布置相协调，宜采用单列布置；厂前区入厂干道也可采用双列布置。灯杆距离宜为 30～40m，交叉路口或岔道口应有照明。

7.3.6 布置照明灯杆时，应避开上下水道、管沟等地下设施，并与消防栓保持 2m 距离。灯杆(柱)距路边的距离宜为 1～1.5m。

15.3.3.2 水力发电站室外照明灯具的布置。

规范引用 **《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)**

7.3.1 室外照明灯具宜利用建筑物和自然条件进行布置。

7.3.2 在敞开式高压配电装置附近布置的灯具，灯具距带电体的安全距离不应小于表 15-14 所列数值。若加装网状栅栏设施时安全距离可减小 750mm。

表 15-14 室内外灯具距不带栅栏裸带电体的安全距离

室外		室内	
电压等级/kV	安全距离/m	电压等级/kV	安全距离/m
3～10	0.95	1～3	0.825
15～20	1.05	6	0.850
35	1.15	10	0.875
60	1.40	15	0.900
110J	1.65	20	0.930
110	1.75	35	1.050
220J	2.55	60	1.300
330J	3.25	110J	1.600
500J	4.55	110	1.700
750J	6.70	220J	2.550

注：①110J、220J、330J、500J、750J 指中性点直接接地电网。

②表中安全距离还应按《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》(DL/T 5090—1999)的规定进行高海拔修正。

7.3.3 航运过坝设施照明，应根据枢纽总体规划及航运部门的特殊要求统一布置。升船机照明，可将投光灯装设在升船机梁架上；船闸照明，可将投光灯设置在上、下闸首的建筑物上；船闸室照明，则应与建筑物形式相配合布置灯具。

7.3.4 厂坝区主要道路宽度小于 8m 时，应采用单列布置灯具；道路宽度大于 8m 时，宜采用双列布置或道路中心布置灯具；道路中心装设灯具时，其安装高度不应低于运输最高设备的高度。路灯杆间距以 25～40m 为宜。

15.3.4 障碍照明

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

7.4.1 在工程初步设计阶段,应与当地航空、交通管理部门联系,取得对建筑物障碍标志灯的具体要求。

7.4.2 障碍灯订货应满足以下要求:

1. 中光强障碍灯:应为红色闪光灯,晚间运行。闪光频率应在20～40次/min之间,闪光的有效光强不小于2000cd(1+25%)。

2. 高光强障碍灯:应为白色闪光灯全天候运行。闪光频率应在40～60次/min之间,闪光的有效光强随背景亮度自动改变光强闪光,白天应为20×10^5cd,黄昏或黎明为2×10^4cd,夜间为2000cd。高光强障碍灯应自动变光强。

7.4.3 高建筑物航空障碍标志灯,应按下列原则装设:

1. 在民用机场净空保护区域内,高度在45m以上的建筑物和构筑物必须设航空障碍标志灯。

2. 在民用机场净空保护区域外,但在民用机场进近管制区域内[即以民用机场基准(跑道中心点)为中心,以50km为半径划定的区域],高出地面高程达150m及以上的建筑物和构筑物应装设航空障碍标志灯。

3. 在建有高架直升机停机坪的城市中,有可能影响飞行安全的建筑物和构筑物应装设航空障碍标志灯。

7.4.4 航空障碍标志灯的装设位置应符合下列原则:

1. 当建筑物高出地面45m以上时,还应在中部增设,增设的中间灯应尽可能自顶至地面等距离设置,当为低或中光强灯时,间距不应大于45m;当为高光强灯时,间距不应大于105m。

2. 烟囱顶部的障碍灯应设在烟囱顶端以下1.5～3m范围内,高度超过150m的烟囱可设置在烟囱顶端以下7.5m范围内。

3. 每层障碍灯的数量应根据其所在标高烟囱的外径确定:外径3于或等于6m时,每层设3个障碍灯;外径超过6m,但不大于30m时,每层设4个障碍灯;外径超过30m时,每层设6个障碍灯。

4. 高度超过150m的烟囱顶层应采用高光强闪光障碍灯,其间距控制在75～105m范围内,在高光强闪光障碍灯分层之间设置低、中光强障碍灯。

5. 当冷却塔需要装设航空障碍灯时,宜在顶端装设一层至少4个障碍灯。

6. 其他高建筑物和构筑物航空障碍灯的装设,应依工程具体情况而定。

7.4.5 高建筑物标志灯供电电源类别,属保安类,应由保安电源供电;当无保安电源时,由就近可靠的380/220V配电柜供电。标志灯回路,不允许"T"接其他用电负荷。

15.3.5 照明灯具及其附属装置的安装

15.3.5.1 火力发电厂和变电站照明灯具及其附属装置的安装

《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

规范引用

7.5.1 照明灯具安装应牢固,更换灯泡方便,不应将灯具及其附件安装在高温设备表面或有工业气流冲击的地方。

7.5.2 质量超过 3kg 的灯具及其附件,安装时应采取加强措施。

7.5.3 灯具及其镇流器等发热部位,当靠近可燃物表面时,应采取散热等防火措施。

7.5.4 灯具的引入线,应采用多股铜芯软线;在建筑物内时,其截面积不应小于 $0.5mm^2$,在建筑物外时,其截面积不应小于 $1.0mm^2$。温度较高灯具的引入线,宜采用耐热绝缘导线或其他措施。

7.5.5 生产车间不宜采用软线吊灯。

7.5.6 厂区道路照明除回路应有短路保护外,每个照明灯具还应安装就地单独短路保护。

7.5.7 局部照明灯具的安装,宜采用可拆卸方式。

7.5.8 当采用Ⅰ类灯具时,灯具的外露可导电部分应可靠接地。

7.5.9 安全特低电压供电应采用安全隔离变压器,其二次侧不应做保护接地。

15.3.5.2 水力发电站照明灯具及其附属装置的安装

《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

规范引用

7.4.1 灯具的安装应牢固、可靠,且便于维护与检修。

7.4.2 灯具及其附件的质量超过 3kg 时,应采用钢制膨胀螺栓、预埋吊钩等方式固定。

7.4.3 室内存在气流引起灯具摆动的场所,灯具应避免选用链吊安装方式。

7.4.4 普通灯具与可燃物距离不宜小于 300mm,高热灯具与可燃物距离不宜小于 500mm,且不得直接照射易燃物。达不到安全距离时,应采取隔热措施。

7.4.5 采用卤钨灯或钠、铊、铟金属卤化物灯的灯具,其导线不得靠近灯具的高温部位。

15.3.6 照明开关、插座的选择和安装

15.3.6.1 火力发电厂和变电站照明开关、插座的选择和安装

《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

规范引用

7.6.1 生产车间不应使用拉线开关。

7.6.2 照明开关宜安装在便于操作的出入口,或经常有人工作的地方。

7.6.3 照明开关的安装高度宜为 1.3m。

7.6.4 开关和插座的选择,应符合下列原则:

1. 对不同电压等级的插座,其插孔形状应有所区别。

2. 生产车间单相插座，应为三极式；办公室、控制室等，宜选用两极加三极联体插座。插座额定电压应为250V，电流不得小于10A。

3. 在有爆炸、火灾危险的场所，不宜装设开关及插座；当需要装设时，应选用防爆型开关及插座。

4. 潮湿、多灰尘场所及屋外装设的开关和插座，应选用防水防尘型。

7.6.5 插座的布置与安装，应符合下列要求：

1. 生产车间内插座布置不宜太分散，应成组装设在需要的地方，每组不得少于两只，其安装高度宜为1.3m。

2. 办公室、控制室和一般室内插座，宜布置在靠近窗口和门口附近的墙上，每间不得少于两只，宜采用暗装，其高度可为0.3～1.3m。

3. 有酸、碱、盐腐蚀的场所，不应装设插座。

15.3.6.2 水力发电站照明开关、插座的选择和安装。

规范引用 《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

4.7.1 开关、插座应装设在便于使用和维护的部位。

4.7.2 有爆炸可能的场所应将开关布置在房间外。

4.7.3 照明开关的安装高度宜为其中心距地1.2～1.4m，距门边200mm。

4.7.4 插座选择原则应满足如下要求：

1. 照明插座应根据线路敷设方式选择明装式或暗装式。

2. 照明插座应选用带接地极的三孔插座。

3. 在潮湿、多尘场所应采用密封防水型。

4. 户外场所应采用户外防水型插座。

4.7.5 生产车间插座安装高度宜为其中心距地0.3～0.5m，非生产车间可根据实际情况确定。

15.4 照度计算的基本方法

15.4.1 火力发电厂和变电站照明计算的基本方法

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

9.0.1 采用一般照明或分区一般照明的工作场所，符合下列条件时，可用利用系数法计算照度：

1. 室内照明灯具均匀布置。

2. 一般工作场所水平工作面的照度计算。

9.0.2 生产过程中需要监视维护下列重要场所，宜用逐点计算法校验其照度值：

1. 主控制室、网络控制室、单元控制室、计算机室控制屏、台上垂直面和倾斜面。

2. 主厂房、化学水处理室、水泵房、灰浆泵房等重要设备或重要观察点。

3．反射条件较差的场所，如运煤系统。

4．有特殊要求需要较精确验算工作面照度的场所。

9.0.3　储煤场、屋外配电装置、码头等室外工作场所照明照度计算宜采用等照度曲线法。道路照明照度计算宜用逐点计算法。

9.0.4　在计算照度时，应计入表15-15规定的照度维护系数，以保持工作场所照度不低于规定值。

表15-15　照度维护系数

环境污染特征	工作场所	照明器擦洗次数（次/年）	维护系数
清洁	主控制室、网络控制室、单元控制室、集中控制室、办公室、屋内配电装置、汽机房、仪表间、试验室（实验室）、设计室、计算计室等	1	0.7
一般	中央修配厂、装配车间、材料库、水（油）处理室、水泵房等	1	0.65
污染严重	锅炉房、运煤除灰系统、锻工车间、铸工车间、木工车间，通风机室、灰浆泵房等	2	0.55
室外	厂前区、厂内主干道、储煤场、屋外配电装置等	1	0.65

附录B　照度计算实例

本标准照度计算采用利用系数法，经过多年实际使用，证明该计算方法是正确的，在涉外工程中采用也得到国外相关部门的认可。具体计算方法如下。

1．计算公式为

$$E_{C}=\frac{(LL/F)\times N\times CU\times LLF}{A}$$

式中：E_C——计算面达到的水平照度(lx)；

LL/F——每个照明器光通量(lm)；

N——实际采用照明器的数量（只）；

LLF——维护系数；

A——被照面计算面积(m^2)；

CU——利用系数。

2．利用系数(CU)

利用系数(CU)的值，决定于室形指数RI和房间的反射情况，包括屋顶反射率(E_C)、墙面反射率(E_w)、地面反射率(E_f)。各种灯具有自己的利用系数，由制造厂提供。

3．维护系数(LLF)

维护系数(LLF)决定于房间的污秽等级、房间以及灯具的清扫周期。照度维护系数见表15-15。

4．某汽机房运转层照度计算

某汽机房运转层长81m、宽34m、高34m，采用了53套400W金属卤化物灯，利用表格化计算，结果见表15-16。

表 15-16 照度计算表

计算内容		首次	备用 1	备用 2
要求照度/(lx)(E_C)		200		
房间尺寸/m	长度(L)	81		
	宽度(W)	34		
	高度(H)	34		
	$L+W$	115		
	$5h_{rc}(L+W)$	9502.5		
	LW	2754		
	$\frac{5h_{rc}}{LW}(L+W)$	3.45		
光源及照明器	光源型号及容量	ZJD－400		
	生产厂家			
	产品编号			
室空腔高度	照明器至计算面度(h_{rc})	16.7		
	天棚空间高度(h_{cc})			
	被照面高度(h_{fc})	0.7		
室空间比 $RCR=\frac{5h_{rc}}{LW}(L+W)$ 首次(h_{rc})		3.45		
$RCR=\frac{5h_{rc}}{LW}(L+W)$ 第一次(h_{rc})				
$RCR=\frac{5h_{rc}}{LW}(L+W)$ 第二次(h_{rc})				
房间的反射系数/(%)	天棚(pc)	50%		
	墙面(pw)	50%		
	地面(pf)	20%		
利用系数(CU)		0.55		
每个照明器的光通量(LL/F)		35000		
维护系数(LLF)		0.7		
求照明器数量 $\frac{200}{FC}\times\frac{2754}{LW}$		550800		
$\frac{35000}{LL/F}\times\frac{0.55}{CU}\times\frac{0.7}{LLF}$		13475		
$\overline{LL/TF}\times\overline{CU}\times\overline{LLF}$				
$\overline{LL/TF}\times\overline{CU}\times\overline{LLF}$				
$\frac{NF_{CX}L\times W}{LL/F\times CU\times LLF}$		40.9		
按修正后的照明器数量求照度 $\frac{35000}{LL/F}\times\frac{53}{N}\times\frac{0.55}{CU}\times\frac{0.7}{LLF}$		663162.5		
$\frac{2754}{LW}$		2754		
$fc=\frac{LL/F\times N\times CU\times LLF}{LW}$		259.3		

15.4.2 水力发电站照明计算的基本方法

规范引用　《水力发电厂照明设计规范》(NB/T 35008—2013)

8.0.1 采用一般照明的工作场所符合下列条件之一时,宜用利用系数法计算平均照度。

1. 灯具均匀布置,空间上无大型设备遮拦。

2. 一般工作场所水平工作面的照度计算。

8.0.2 估算照明用电量可用单位容量法。

非重要工作场所照明灯数计算和重要工作场所灯数估算可用概算曲线法。

非重要工作场所照度计算和重要工作场所照度估算可用单位容量修正法。

8.0.3 需计算垂直照度、局部照明照度、重要设备观察点照度或有特殊要求需精确验算直射照度的场所宜选用逐点计算法。

8.0.4 在计算照度时,应计入表15-17中的减光补偿系数 K,以保证工作场所的照度不低于规定的最低照度值。

表 15-17　减光补偿系数表

序号	环境污染特征	场所	灯具最少擦拭次数(次/年)	K 值
1	有微量尘埃(清洁)	厂房、开关站(变压器场)的控制室,船闸、泄水闸、升船机操控室,通信设备室,计算机室,配电盘室,继电保护盘室,蓄电池室,仪表室,电气试验室,发电机层,水轮机层,蜗壳层,母线层,变压器室,电抗器室,开关室,给排水泵房,启闭机及阀门室	2	0.8
2	尘埃一般	机修间,空调机室,油处理室,电缆夹层及管线通道	2	0.7
3	灰尘较多	通风机房,发电机风道	3	0.6
4	屋外露天场所	道路,屋外开关站,变压器场,坝顶泄水及过坝建筑物	2	0.65

附录C 照度计算

C.1.1 光源分类。逐点计算法按光源类别可分为点光源的点照度计算、线光源的点照度计算和面光源的点照度计算。正确划分光源的类别是提高逐点计算法计算精度的前提条件,光源采用如下分类原则,可将由于分类产生的计算误差控制在5%以内。

1. 点光源:当线形发光体长度小于或等于1/4光源至计算点距离、圆形发光体直径小于或等于1/5光源至计算点距离、矩形发光体对角线长度小于或等于1/5光源至计算点距离时,可视为点光源。

2. 线光源:当线形发光体长度大于或等于1/4光源至计算点距离时,可视为线光源。

3. 面光源:当圆形发光体直径大于或等于1/5光源至计算点距离、矩形发光体对角线长度大于或等于1/5光源至计算点距离时,可视为面光源。

C. 1. 2 点光源的点照度计算。点光源的点照度计算通常有两种方法。

C. 1. 2. 1 平方反比法。

1. 基本公式。平方反比法基本公式利用了平方反比定律、余弦定律,计算模型见图 15-1,计算公式如下:

$$E_h=\frac{I_\theta \cos^3\theta}{h^2}$$

$$E_v=\frac{I_\theta \cos^2\theta \sin\theta}{h^2} \tag{C. 1. 2-1}$$

式中:E_h——点光源 S 照射在特定点 P 产生的水平照度(lx);

E_v——点光源 S 照射在特定点 P 产生的垂直照度,通常计算的照度为水平照度,有特殊需要时计算垂直照度(lx);

I_θ——照射方向的光强(cd);

h——点光源 S 至特定点 P 的垂直高度(m);

θ——被照面的法线与入射光线的夹角。

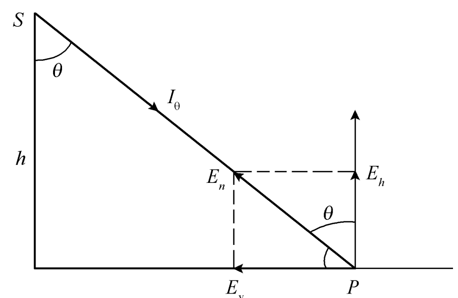


图 15-1 平方反比法计算模型

2. 多点光源照度计算。多个点光源按式(C. 1. 2-1)计算结束后,按 E_h、E_v 分类叠加。

3. 倾斜面照度计算。倾斜面在任意位置时,θ 角指倾斜面背光面与水平面所成倾角,可小于或大于 90°。

C. 1. 2. 2 等照度曲线法。为方便计算,从特定类型灯具水平照度与计算高度 H_c 和计算点至灯具轴线距离 D 的等光强照度分布曲线(可由灯具生产厂家提供或相关资料查得)上,查取假设水平照度并归算的方法称为等照度曲线法,该法又分空间等照度曲线法和平面相对等照度曲线法。

空间等照度曲线法用于旋转对称配光的灯具,公式如下:

$$E_h=\frac{\Phi\sum eK}{1000} \tag{C. 1. 2-2}$$

式中:Φ——光源的实际光通量(lm);

$\sum e$——各灯对计算点产生的假设水平照度之和(lx);

K——灯具的维护系数。

$\sum e$ 可通过查空间等照度曲线求得,该曲线是按光源光通 1000lm 绘制的,因此所查的照度是假设水平照度 e。

对于非对称配光的灯具,如荧光灯、卤钨灯等,采用平面相对等照度曲线法计算,公式如下:

$$E_h=\frac{\Phi\sum eK}{1000h^2} \tag{C. 1. 2-3}$$

式中：h——计算高度(m)。

其他参数同式(C.1.2-2)，但$\sum e$应查平面相对等照度曲线。

C.1.3 线光源的点照度计算

线光源的点照度计算通常有两种方法。

C.1.3.1 方位系数法：方位系数法是利用线光源的光强分布和点光源的计算公式，再引入方位系数AF，最后可得到类似点光源的计算公式。

C.1.3.2 等照度曲线法：同点光源的等照度曲线法。

C.1.4 面光源的点照度计算

面光源的点照度计算可将光源划分为若干个线光源或点光源，用相应的线光源或点光源的计算法计算后，再行叠加。最常见的面光源为大面积发光天棚。

C.2 利用系数法、概算曲线法和单位容量法的适用范围和计算方法

C.2.1 利用系数法。

C.2.1.1 基本公式。

推荐采用带域空腔法。带域空腔法的计算模型见图15-2。基本公式为：

$$N=\frac{EA}{\Phi UK}\text{或}E=\frac{N\Phi UK}{A} \tag{C.2.1-1}$$

式中：Φ——每盏灯发出的总光通量；

N——灯具个数；

E——工作面平均照度(lx)；

A——工作面面积(m^2)；

K——减光补偿系数；

U——利用系数。

C.2.1.2 利用系数的求取。利用系数是灯具光强分布、灯具效率、房间形状、室内表面反射比的函数，计算比较复杂。通常通过查表求取。灯具的利用系数表可由生产厂家提供，也可由相关资料上查得。在查表前需要计算以下参数。

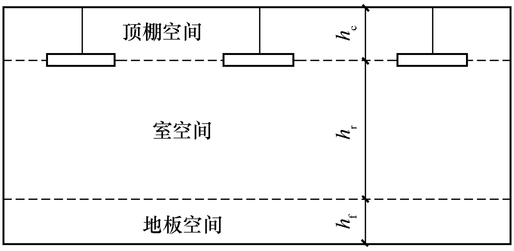


图15-2 带域空腔法的计算模型

室空间比：

$$\text{RCR}=\frac{5h_r(l+b)}{lb} \tag{C.2.1-2}$$

顶棚空间比：

$$\text{CCR}=\frac{5h_c(l+b)}{lb} \tag{C.2.1-3}$$

地板空间比：

$$\mathrm{FCR}=\frac{5h_{\mathrm{f}}(l+b)}{lb} \tag{C.2.1-4}$$

以上三式中：l——室长(m)；

b——室宽(m)；

h_{c}——顶棚空间高(m)；

h_{r}——室空间高(m)；

h_{f}——地板空间高(m)。

有效空间反射比：

$$\rho_{\mathrm{eff}}=\frac{\rho A_0}{A_{\mathrm{S}}-\rho A_{\mathrm{S}}+\rho A_0} \tag{C.2.1-5}$$

$$\rho=\frac{\sum_{i=1}^{N}\rho_i A_i}{\sum_{i=1}^{N}A_i} \tag{C.2.1-6}$$

式中：ρ_{eff}——有效空间反射比(通过此式可求取墙面、屋顶、地面在带域空腔法计算模型中等效的反射比)；

A_0——空间开口平面面积(即为工作面的切面面积)(m^2)；

A_{s}——空间表面面积(m^2)；

ρ——空间表面平均反射比；

ρ_i——第 i 个表面反射比；

A_i——第 i 个表面面积(m^2)；

N——表面数量。

C.2.2　概算曲线法。对于特定灯具，已知其光源光通量，并假定照度是 100lx，应用利用系数法，在已知平均照度值和特定条件下(房间的长宽比、表面反射比、灯具悬挂高度)，可以确定灯数和房间面积的关系，将它绘制成曲线，称之为概算曲线法。概算曲线法无法计算照度，只能用于估算在规定照度下需要的灯数，使用该法误差较大。

C.2.3　单位容量法。基本公式为：

$$P=P_0AE \text{ 或 } P=WA \tag{C.2.3}$$

$$\mathrm{W}=\mathrm{P_0E}$$

式中：W——照明功率密度，单位面积所需的照明功率($\mathrm{W/m^2}$)；

P——在设计照度条件下房间需要安装的最低电功率(W)；

P_0——照度为 1lx 时的单位容量($\mathrm{W/m^2}$)；

A——工作面截面积(m^2)；

E——预期设计照度(lx)。

根据现行标准《建筑照明设计标准》(GB 50034—2013)中对工业建筑场所照明功率密度的建议性目标值，根据不同工作场所规定的 W 值乘以工作面面积，即可得出 P 值。

由于同功率灯具到指定工作面的光通量影响因素很多，如灯具配光型式、灯具布置情况、光源情况、灯具效率等因素，结果可能相差很大，尤其是不同类型光源发光效率可相差十几倍，因此在采用该法时应注意误差。

C.2.4　单位容量修正法。为降低“单位容量法”的误差，引入 C_1、C_2、C_3 三个修正系数，即为单位容量修正法，公式如下：

$$P = P_o AEC_1 C_2 C_3 \quad (C.2.4)$$

式中：C_1——当房间内各部分的光反射比不同时的修正系数；

C_2——当光源不是 100W 的白炽灯或 36W 的荧光灯时的调整系数；

C_3——当灯具效率 η 不到 70％时的校正系数，当 η= 60％时为 1.22，当，η=50％时为 1.47。

C_1、C_2 的值可查表 15-18 和表 15-19。

表 15-18　房间内各部分的光反射比不同时的修正系数 C_1

反射比	顶棚 ρ_c	0.7	0.6	0.4
	墙面 ρ_w	0.4	0.4	0.3
	地板 ρ_r	0.2	0.2	0.2
C_1		1	1.08	1.27

表 15-19　当光源不是 100W 的白炽灯或 36W 荧光灯时的调整系数 C_2

光源类型及额定功率/W	白炽灯(220V)					卤钨灯(220V)			
	15	25	40	60	100	500	1000	1500	2000
C_2	1.700	1.420	1.340	1.190	1.000	0.640	0.600	0.600	0.600
额定光通量/lm	110	220	350	630	1250	9750	21000	31500	42000
光源类型及额定功率/W	紧凑型荧光灯(220V)				紧凑型节能荧光灯(220V)				
	10	13	18	26	18	24	36	40	55
C_2	1.071	0.929	0.964	0.925	0.900	0.800	0.745	0.686	0.688
额定光通量/lm	560	840	1120	1680	1200	1800	2900	3500	4800
光源类型及额定功率/W	T5 荧光灯(220V)								
	14	21	24	28	35	39	49	54	80
C_2	0.764	0.720	0.873	0.700	0.677	0.793	0.717	0.762	0.820
额定光通量/lm	1100	1750	1650	2400	3100	2950	4100	4250	5850
光源类型及额定功率/W	T8 荧光灯(220V)				荧光高压汞灯(220V)				
	18	30	36	58	50	80	125	250	400
C_2	0.857	0.783	0.675	0.696	1.695	1.333	1.210	1.181	1.091
额定光通量/lm	1260	2300	3200	5000	1770	3600	6200	12700	22000
光源类型及额定功率/W	金属卤化物灯(220V)								
	35	70	150	250	400	1000	2000		
C_2	0.636	0.700	0.709	0.750	0.750	0.750	0.600		
额定光通量/lm	3300	6000	12700	20000	32000	80000	200000		
光源类型及额定功率/W	高压钠灯(220V)								
	50	70	150	250	400	600	1000		
C_2	0.857	0.750	0.621	0.556	0.500	0.450	0.462		
额定光通量/lm	3500	5600	14500	27000	48000	80000	130000		

15.5 绿色照明的特点

15.5.1 照明质量

15.5.1.1 火力发电厂和变电站照明质量。

规范引用 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

11.0.1 室内照明的不舒服眩光应采用统一眩光值(UGR)评价,按《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)附录G计算,其最大允许值宜符合第8章的规定。

11.0.2 直接型灯具的遮光角不应小于表15-20的规定。

表15-20 灯具最小遮光角

光源的平均亮度/(kcd/m^2)	遮光角
1～20	10°
20～50	15°
50～500	20°
≥500	30°

11.0.3 由于照明灯具造型较复杂等原因,当计算灯具亮度确有困难时,直接眩光的限制应符合表15-21中室内照明灯具的最低悬挂高度的规定。

表15-21 室内照明灯具的最低悬挂高度

序号	光源种类	灯具形式	灯具遮光角	光源功率/W	最低挂高/m
1	白炽灯	有反射罩	10°～30°	≤100	2.5
				150～200	3.0
2	卤钨灯	有反射罩	10°～30°	≤500	6.0
				1000～2000	7.0
		有反射罩带格栅	—	≤500	5.5
				1000～2000	6.5
3	荧光灯	无反射罩	—	≤40	2.2
				>40	3.0
		有反射罩	—	≤40	2.2
				>40	2.2
4	金属卤化物灯	有反射罩	10°～30°	<150	4.5
				150～250	5.5
				250～400	6.5
				>400	7.5

续表

序号	光源种类	灯具形式	灯具遮光角	光源功率/W	最低挂高/m
5	高压钠灯、混光光源	有反射罩带格栅	>30°	<150	4.0
				150～250	4.5
				250～400	5.5
				>400	6.5

11.0.4 在需要有效地限制工作面上的光幕反射和反射眩光的房间或场所，应采用如下措施。

1. 避免将灯具安装在干扰区内。
2. 采用低光泽度的表面装饰材料。
3. 限制灯具亮度。
4. 照亮顶棚和墙。

11.0.5 投光灯的安装高度可按式(11.0.5)计算，即

$$H \geqslant \sqrt{I_0/300} \tag{11.0.5}$$

式中：I_0——单个投光灯的轴线光强(cd)；

H——投光灯最小允许安装高度(m)。

11.0.6 照明灯具的最低悬挂高度，在下列房间可降低0.5m，但不应低于2.2w。

1. 一般照明照度小于30lx的房间；
2. 长度不超过照明灯具悬挂高度2倍的房间；
3. 人员短期停留的房间；
4. 配电室。

11.0.7 室内照明光源的色表类别可按表15-22规定选取。

表15-22 光源的色表类别

色表类别	色表特征	相关色温 K	适用场所举例
Ⅰ	暖	<3300	车间局部照明、工厂辅助生活设施等
Ⅱ	中间	3300～5300	除要求使用冷色、暖色以外的各类车间
Ⅲ	冷	>5300	高照度水平、热加工车间等

11.0.8 室内工作区域的一般照明照度均匀度，不宜小于0.7。

11.0.9 生产车间的走道和非工作区域的一般照明照度，不宜小于作业区域一般照明照度的1/5。

11.0.10 长时间工作的房间，其表面反射比宜按表15-23确定。

表15-23 工作房间表面的反射比

表面名称	反射比
顶棚	10.6～0.9
墙面	10.3～0.8
地面	0.1～0.5
作业面	0.2～0.6

15.5.1.2 水力发电厂照明质量。

规范引用 《水力发电厂照明设计规范》（NB/T 35008—2013）

6.3.1 照度水平应满足《水力发电厂照明设计规范》（NB/T 35008—2013）第5章的要求。

6.3.2 照度均匀度应满足下列要求。

1. 房间或场所内的通道和其他非工作区一般照明照度不宜低于工作区一般照明照度的1/3。

2. 中控室、发电机层等主要室内工作场所作业区域内的一般照明照度均匀度不宜低于0.7，非主要室内工作场所不宜低于0.5，室外工作场所及主要通道最大与最小照度比值不宜超过15。

3. 室内相邻房间照度相差较大时，应采取措施缓和过渡，控制室与其相通的房间、走廊、楼梯间的照度之比在距控制室入口处10m的范围内不宜大于10倍。

6.3.3 在整个视野范围内，各物体表面应有合适的亮度分布，室内各物体表面亮度比值范围宜采用表15-24的推荐值。

表 15-24 物体表面亮度比推荐值

表面名称	亮度比推荐值
观察对象与工作面之间（仪表与控制台）	3∶1
观察对象与周围环境之间（仪表与墙面）	10∶1
光源（照明灯具）与背景（环境）之间	20∶1
视野内最大的亮度差	40∶1

6.3.4 中控室、发电机层等长时间工作的房间，其表面反射比宜按表15-25选取。

表 15-25 工作房间表面反射比

表面名称	反射比
顶棚	0.6～0.9
墙面	0.3～0.8
地面	0.1～0.5
作业面	0.2～0.6

6.3.5 为限制眩光的作用，应采取如下措施。

1. 为限制直接眩光，室内一般照明的照明灯具距地最低悬挂高度不宜低于表15-26中的规定值。

表 15-26 室内一般照明的照明灯具距地最低悬挂高度

光源种类	反射器类型	保护角	光源容量/W	最低悬挂高度/m
荧光灯	无反射器		≤40	2.0
	格栅反射器	10°～30°	≥40	2.0
荧光高压汞灯	搪瓷反射器	10°～30°	≤250	5.0
	铝抛光反射器		≤400	6.0

续表

光源种类	反射器类型	保护角	光源容量/W	最低悬挂高度/m
高频无极灯	搪瓷反射器		≤100	3.5
	铝抛光反射器	10°～30°	>100	5.0
高压钠灯	搪瓷反射器	10°～30°	≤250	6.0
	铝抛光反射器		≤400	7.0
金属卤化物灯	搪瓷反射器	10°～30°	≤250	5.0
	铝抛光反射器	10°～30°	≤400	6.0
	铝抛光反射器	30°以上	1000	14.0

注：1000W 金属卤化物灯有紫外线防护措施时，悬挂高度可适当降低。

2. 室内下列场所的一般照明的灯具悬挂高度可以降低 0.5m，但不能低于 2.0m。

(1)一般照明的照度低于 30lx 的房间。

(2)长度不超过灯具悬挂高度 2 倍的房间。

(3)值班人员短时停留的房间。

(4)室内配电装置。

3. 室外工作场所及主要交通道路一般照明的灯具最低悬挂高度应符合下列规定：

(1)使用保护角小于或等于 15°的灯具时，灯具距地的悬挂高度不应小于 3.5m。

(2)使用保护角小于 10°的灯具时，其距地悬挂高度不得低于表 15-27 所规定值。

表 15-27　根据限制眩光作用条件室外照明灯具的最低悬挂高度

照明灯具型式	照明灯具光源最大光通量/lm	最低悬挂高度/m		
		高压汞灯	高压汞灯金属卤化物灯	荧光灯
保护角大于 15°的灯具	3000 以下	5.0	5.0	5.0
	3000～5000	5.5	5.5	5.5
	5000～10000	6.0	6.0	6.5
	10000～20000	6.5	7.0	
	20000～30000	7.5	8.5	
	30000～40000	9.0	10.0	
	40000 以上	10.5	11.0	
保护角小于 15°的灯具，有镜面和棱镜系统的广配光灯具	3000 以下	5.5	6.0	5.0
	3000～5000	6.5	7.0	6.0
	5000～10000	8.0	8.5	6.5
	10000～20000	9.0	9.5	
	20000～30000	10.5	11.0	
	30000～40000	12.0	12.5	
	40000 以下	13.5	14.0	

4. 投光灯的安装高度可按下列公式计算。

式中：I_0——单个投光灯的轴线光强(cd)；

H——安装高度不应超过 30m(m)。

投光灯的最低悬挂高度见表15-28。

表15-28 投光灯最低悬挂高度

投光灯型式	光源容量/W	光源电压/V	最低悬挂高度/m
TG2	300	220	9.1
TG2	500	220	11.6
TG7	400	220	21.3
TG15	1000	220	21.6

5. 局部照明的照明灯具，应具有由不透明材料或漫反射材料制成的反射罩，当灯具的位置高于工作者眼睛水平视线时，其保护角不应小于30°；当灯具的位置低于工作者眼睛水平视线时，其保护角不应小于10°。

6. 可用下列方法防止和减少反射眩光和光幕反射：

(1)避免将灯具安装在干扰区内。

(2)采用低光泽度的表面装饰材料。

(3)限制灯具亮度。

(4)照亮顶棚和墙表面，但避免出现光斑。

6.3.6 主厂房、中控室、办公室等生产场所宜选用色温在3300～5300K之间的中间色温光源，非生产场所可选用色温小于3300K的暖色光源。

6.3.7 水力发电厂的各区域照明功率密度值规定见表15-29。当房间或场所的照度值高于或低于表15-29规定的对应照度值时，其照明功率密度值应按比例提高或者折减。

表15-29 照明功率密度值

工作场所及对象名称	照明功率密度/(W/m²)		对应照度值/lx	备注
	现行值	目标值		
一、主副厂房及室外配电装置				
1. 发电机层	8	7	200	
2. 水轮机层、母线层	6	5	100	
3. 蜗壳层	5	5	30	
4. 尾水管层	5	4	20	
5. 水车室、推力轴承室、外循环装置室	5	4	20	
6. 发电机风道	5	5	30	
7. 中央控制室	18	15	500	
8. 通信设备室、计算机室、继电保护盘室、消防控制室	11	9	300	
9. 主变压器室	5	4	100	
10. 电容器室、电抗器室、母线廊道	4	3	100	
11. 0.4～35kV高低压开关柜室	8	7	200	
12. 35～220kV敞开电气配电室	8	7	200	
13. 气体绝缘金属封闭开关(GIS)室	8	7	200	
14. 蓄电池、直流盘室	5	4	200	

续表

工作场所及对象名称	照明功率密度/(W/m²)		对应照度值/lx	备注
	现行值	目标值		
15. 电缆室、电缆夹层	5	5	30	
16. 电缆隧道及廊道	5	4	20	
17. 油处理室、空压机室、技术供水室	8	7	150	
18. 深井水泵房、排水泵房	5	4	100	
19. 消防水泵房	5	4	100	
20. 风机房、空调机房	5	4	100	
21. 主要楼梯和通道	5	5	30	
22. 次要楼梯和通道	5	4	20	
23. 厂内油库	5	5	30	
24. 户外配电装置的主要监视部位	5	4	75	
25. 户外开关站、出线场	5	4	50	
26. 户外设备间通道	4	4	20	
27. 露天绝缘油库	4	4	20	
二、枢纽建筑物				
1. 大坝顶面	3	3	1～2	
2. 坝内廊道、水下建筑物部分廊道	4	4	20	
3. 引水坝进水口、取水口水位标尺，闸门指标器	3	3	5	
4. 进水口闸操控室、泄水(洪)闸操控室、冲沙闸操控室	11	9	200	
5. 船闸控制室、升船机控制室	11	9	200	
6. 启闭机房、船闸闸门机房	5	4	30	
7. 阀门室，油泵室，送、排风机房	5	4	30	

15.5.2 照明节能

规范引用　《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T 5390—2007)

12.0.1 照明设计应选用效率高、利用系数高、配光合理、保持率高的灯具。在保证照明质量的前提下，应优先采用开启式灯具，并应少采用装有格栅、保护罩等附件的灯具。应采用耗能少的镇流器。

12.0.2 生产厂房的一般照明，宜按生产工艺的要求或自然采光的情况，分区分组在照明配电箱内集中控制。对经常无人使用的厂用配电装置、发电机出线小室等场所、通道、出入口处的照明，应装设单独开关分散控制。

12.0.3 室内顶棚、墙面和地面宜采用浅颜色的装饰。

12.0.4 生产车间、宿舍和住宅的照明用电均应单独计量。

12.0.5 气体放电灯应装设补偿电容器，补偿电容器因数不应低于0.9。

12.0.6 道路照明和户外照明节能措施，应符合下列规定：

1. 户外照明和道路照明，应采用高压钠灯；显色性要求较高的场所，可选用金属卤化物灯。

2. 户外照明宜采用自动控制。

3. 道路照明宜分组布置，宜采用节能控制方式。

12.0.7 在确定照明设计方案的同时，应确定照明设施的维护管理方案，以便为清扫灯具和更换光源等维修工作创造条件。

12.0.8 本标准采用房间或场所一般照明的照明功率密度(LPD)作为照明节能的评价指标。

火力发电厂和变电站照明功率密度值不应大于表15-30的规定。当房间或场所的照度值高于或低于表15-30规定的对应照度值时，其照明功率密度值应按比例提高或折减。

表15-30 火力发电厂和变电站照明功率密度值

房间或场所	照明功率密度/(W/m^2)		对应照度值/lx
	现行值	目标值	
汽机房运转层	9	8	200
汽机房底层、除氧器、管道层	5	4	100
锅炉房底层、引风机、送风机、排粉机、磨煤机、一次风机、二次风机的操作区	5	4	100
主控室、网控室、计算机房	13	11	300
电子设备间	13	11	300
运煤、除灰除尘、化水、供水控制室	9	8	200
高、低压厂用配电装置室	8	7	200
蓄电池室、充电室、通风机室、调酸室	5	4	100
电缆半层、电缆夹层	3	3	50
不停电电源(UPS)、柴油发电机	5	4	100
电话交换机室、转接台	11	9	300
化学水处理间、阴阳离子交换室、油处理室、油再生设备间、电解室、储酸室、加酸间(处)、加药间、水泵间	5	4	100
药剂配置间、计量间、化验室、天平室、值班化验台	11	9	300
地下卸煤沟、输煤栈桥	3	3	50
翻车机室、运煤转运站、碎煤机室	5	4	100
灰浆泵房、灰渣泵房、除尘器间、脱硫装置	5	4	100
水泵房、机力塔风机室	5	4	100
焊接车间、金工车间、锻工车间、铸工车间、木工车间、机电检修间、热处理车间	8	7	200
大件贮存库	3	3	50
中小件贮存库	5	4	100
精细件贮存库	8	7	200

12.0.9 火力发电厂和变电站辅助建筑照明功率密度值不应大于表15-31的规定。当房间或场所的照度值高于或低于本表规定的对应照度值时，其照明功率密度值应按比例提

续表

高或折减。

表 15-31 火力发电厂和变电站辅助建筑照明功率密度值

房间或场所	照明功率密度/(W/m²)		对应照度值/lx
	现行值	目标值	
办公室、资料室、会议室、报告厅	11	9	300
工艺室、绘图室、设计室	18	15	500
打字室、阅览室、陈列室、医务室	11	9	300
食堂、车间休息室、单身宿舍	9	8	200
浴室、更衣室、厕所、盥洗室	7	5	75
楼梯间	5	4	30
门厅	8	7	100
有屏幕显示的办公室	12	12	300

16

输电线路

16.1 输电线路路径的选择

规范引用 《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

3.0.1 路径选择宜采用卫片、航片、全数字摄影测量系统和红外测量等新技术;在地质条件复杂地区,必要时宜采用地质遥感技术,综合考虑线路长度、地形地貌、地质、冰区、交通、施工、运行及地方规划等因素,进行多方案技术经济比较,做到安全可靠、环境良好、经济合理。

3.0.2 路径选择应避开军事设施、大型工矿企业及重要设施等,符合城镇规划。

3.0.3 路径选择宜避开不良地质地带和采动影响区,当无法避让时,应采取必要的措施;宜避开重冰区、导线易舞动区及影响安全运行的其他地区;宜避开原始森林、自然保护区和风景名胜区。

3.0.4 路径选择应考虑与电台、机场、弱电线路等邻近设施的相互影响。

3.0.5 路径选择宜靠近现有国道、省道、县道及乡镇公路,充分使用现有的交通条件,方便施工和运行。

3.0.6 大型发电厂和枢纽变电站的进出线、两回或多回路相邻线路应统一规划,在走廊拥挤地段宜采用同杆塔架设。

3.0.7 轻、中、重冰区的耐张段长度分别不宜大于10km、5km和3km,且单导线线路不宜大于5km。当耐张段长度较长时应采取防串倒措施。在高差或档距相差悬殊的山区或重冰区等运行条件较差的地段,耐张段长度应适当缩短。输电线路与主干铁路、高速公路交叉,应采用独立耐张段。

3.0.8 山区线路在选择路径和定位时,应注意控制使用档距和相应的高差,避免出现杆塔两侧大小悬殊的档距,当无法避免时应采取必要的措施,提高安全度。

3.0.9 有大跨越的输电线路,路径方案应结合大跨越的情况,通过综合技术经济比较确定。

16.2 输电线路导、地线的选择

16.2.1 110～750kV 架空输电线路导、地线的选择

《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

规范引用

5.0.1 输电线路的导线截面，宜根据系统需要按照经济电流密度选择，也可根据系统输送容量，并应结合不同导线的材料结构进行电气和机械特性等比选，通过年费用最小法进行综合技术经济比较后确定。

5.0.2 输电线路的导线截面和分裂型式应满足电晕、无线电干扰和可听噪声等要求。当选用现行国家标准《圆线同心绞架空导线》(GB/T 1179—2008)中的钢芯铝绞线时，海拔不超过 1000m 可不验算电晕的导线最小外径应符合表 16-1 的规定。

表 16-1 可不验算电晕的导线最小外径

标准电压/kV	110	220	330			500			750		
导线外径/mm	9.6	21.6	33.6	2×21.6	3×17.10	2×36.24	3×26.82	4×21.6	4×36.90	5×30.20	6×25.50

5.0.4 大跨越的导线截面宜按允许载流量选择，其允许最大输送电流与陆上线路相配合，并通过综合技术经济比较确定。

5.0.4 海拔不超过 1000m 时，距输电线路边相导线投影外 20m 处且离地 2m 高且频率为 0.5MHz 时的无线电干扰限值应符合表 16-2 的规定。

表 16-2 无线电干扰限值

标称电压/kV	110	220～330	500	750
限值/dB	46	53	55	58

5.0.5 海拔不超过 1000m 时，距输电线路边相导线投影外 20m 处，湿导线条件下的可听噪声限值应符合表 16-3 的规定。

表 16-3 可听噪声限值

标称电压/kV	110～750
限值 dB/A	55

5.0.6 验算导线允许载流量时，导线的允许温度宜按下列规定取值：

1. 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线宜采用 70℃，必要时可采用 80℃；大跨越宜采用 90℃。

2. 钢芯铝包钢绞线和铝包钢绞线可采用 80℃，大跨越可采用 100℃，或经试验决定。

3. 镀锌钢绞线可采用 125℃。

注：环境气温宜采用最热月平均最高温度；风速采用 0.5m/s(大跨越采用 0.6m/s)；太阳辐射功率密度采用 $0.1W/cm^2$。

5.0.7 导、地线在弧垂最低点的设计安全系数不应小于2.5,悬挂点的设计安全系数不应小于2.25。地线的设计安全系数不应小于导线的设计安全系数。

5.0.8 导、地线在弧垂最低点的最大张力应按下式计算:

$$T_{max} \leqslant \frac{T_p}{K_c} \tag{5.0.8}$$

式中:T_{max}——导、地线在弧垂最低点的最大张力(N);

T_P——导、地线的拉断力(N);

K_c——导、地线的设计安全系数。

5.0.9 导、地线在稀有风速或稀有覆冰气象条件时,弧垂最低点的最大张力不应超过其导、地线拉断力的70%。悬挂点的最大张力,不应超过导、地线拉断力的77%。

5.0.10 地线(包括光纤复合架空地线)应满足电气和机械使用条件要求,可选用镀锌钢绞线或复合型绞线。验算短路热稳定时,地线的允许温度宜按下列规定取值:

1. 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线可采用200℃。
2. 钢芯铝包钢绞线和铝包钢绞线可采用300℃。
3. 镀锌钢绞线可采用400℃。
4. 光纤复合架空地线的允许温度应采用产品试验保证值。

5.0.11 光纤复合架空地线的结构选型应考虑耐雷击性能,短路电流值和相应计算时间应根据系统情况确定。

5.0.12 地线采用镀锌钢绞线时与导线的配合宜符合表16-4的规定。

表16-4 地线采用镀锌钢绞线时与导线的配合

导线型号		LGJ-185/30及以上	LGJ-185/45~LGJ-400/35	LGJ-400/50及以上
镀锌钢绞线最小标称截面/mm^2	无冰区段	35	50	80
	覆冰区段	50	80	100

注:500kV及以上输电线路无冰区段、覆冰区段地线采用镀锌钢绞线时最小标称截面应分别不小于$80mm^2$、$100mm^2$。

5.0.13 导、地线防振措施应符合下列规定:

1. 铝钢截面比不小于4.29的钢芯铝绞线或镀锌钢绞线,其导、地线平均运行张力的上限和相应的防振措施,应符合表16-5的规定。当有多年运行经验时可不受表16-5的限制。

表16-5 导、地线平均运行张力的上限和相应的防振措施

情况	平均运行张力的上限(拉断力的百分数)/(%)		防振措施
	钢芯铝绞线	镀锌钢绞线	
挡距不超过500m的开阔地区	16	12	不需要
挡距不超过500m的非开阔地区	18	18	不需要
挡距不超过120m	18	18	不需要
不论挡距大小	22	—	护线条
不论挡距大小	25	25	防振锤(阻尼线)或另加护线条

注:4分裂及以上导线采用阻尼间隔棒时,挡距在500m及以下可不再采用其他防振措施。阻尼间隔棒宜不等距、不对称布置,导线最大次挡距不宜大于70m,端次挡距宜控制在28~35m。

2. 对《《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)》第 5.0.13 条第 1 款以外的导、地线，其允许平均运行张力的上限及相应的防振措施，应根据当地的运行经验确定，也可采用制造厂提供的技术资料，必要时通过试验确定。

3. 大跨越导、地线的防振措施，宜采用防振锤、阻尼线或阻尼线加防振锤方案，同时分裂导线宜采用阻尼间隔棒，具体设计方案宜参考运行经验或通过试验确定。

5.0.14 线路经过导线易发生舞动地区时应采取或预留防舞措施。

5.0.15 导、地线架设后的塑性伸长，应按制造厂提供的数据或通过试验确定，塑性伸长对弧垂的影响宜采用降温法补偿。当无资料时，镀锌钢绞线的塑性伸长可采用 1×10^{-4}，并降低温度 10℃补偿；钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值可按表 16-6 的规定确定。

表 16-6 钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值

铝钢截面比	塑性伸长	降温值/℃
4.29～4.38	3×10^{-4}	15
5.05～6.16	3×10^{-4}～4×10^{-4}	15～20
7.71～7.91	4×10^{-4}～5×10^{-4}	20～25
11.34～14.46	5×10^{-4}～6×10^{-4}	25(或根据试验数据确定)

注：对铝包钢绞线、大铝钢截面比的钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线应由制造厂家提供塑性伸长值或降温值。

16.2.2 高压直流架空输电线路导、地线的选择

《高压直流架空输电线路技术导则》(DL/T 436—2005)

规范引用

5.1.1 直流线路所采用的导线和地线，一般应符合有效的国家电线产品技术标准。需要采用非标准产品或国外产品时，应符合国际或生产国相同产品的技术标准，并应尽量采用已有运行经验的线型；当采用新型导线和地线时，应通过型式试验与技术或产品鉴定。

5.1.2 大跨越段的导线和地线必须采用整根，不允许有接头，其单丝也不宜有接头。

5.1.3 导线截面和分裂结构的选择：

5.1.3.1 导线截面一般应根据经济电流密度进行选择，此外还应进行线路电晕特性参数的校核。电晕特性参数包括电晕损失、无线电干扰、电视干扰、电场效应和可听噪声等环境影响参数。其中线路电晕损失的计算见《高压直流架空输电线路技术导则》(DL/T 436—2005)附录 B。

直流线路大跨越的导线截面一般按允许载流量选择并应与本线路允许的最大输送电流相配合，然后通过综合技术经济比较确定。

对于海拔高度不超过 1000m 的地区，如果导线截面小于表 16-7 所列数据或分裂根数少于表 16-7 所列数据时，应校验电晕。

表 16-7 可不验算电晕的导线最小标称截面和分裂间距

导线标称截面和分裂根数/mm^2×根	分裂间距/mm
400×4	450
500×3	500
800×2	600

5.1.3.2　导线分裂结构主要由导线的电晕特性和其对导线本身机械特性(包括振动、舞动、覆冰)、金具及杆塔的影响来确定。

5.1.3.4　直流线路下地面最大合成场强不应超过30kV/m,最大离子电流密度不应超过100nA/m²。地面合成场强的计算见《高压直流架空输电线路技术导则》(DL/T 436—2005)附录D。

5.1.3.5　验算导线载流量时:

(1)流过线路导线的直流电流,应取换流站整流阀在冷却设备投运时可允许的最大过负荷电流。在无可靠系统资料情况下,流过大跨越线路导线的最大过负荷电流可取1.35倍的额定电流。

(2)钢芯铝铰线和钢芯铝合金绞线的允许温度可采用+70℃(大跨越不得超过+90℃),钢芯铝包钢绞线(包括铝包钢绞线)的允许温度可采用+80℃(大跨越不得超过+100℃);钢绞线的允许温度可采用+125℃。

(3)环境气温应采用历年最高气温月的最高平均气温,并考虑太阳辐射的影响。太阳辐射功率密度应采用0.1W/cm²,相应风速为0.5m/s(大跨越风速为0.6m/s)。

5.1.3.6　导线和地线(以下简称导、地线)的设计安全系数不应小于2.5。地线的设计安全系数,宜大于导线的安全系数。

导、地线在弧垂最低点的最大张力,应满足式(16-1)要求。

$$T_{max} \leqslant \frac{T_p}{K_c} \tag{16-1}$$

式中:T_{max}——导、地线在弧垂最低点的最大张力(N);

T_p——导、地线的拉断力(N);

K_c——导、地线的设计安全系数。

悬挂点的设计安全系数不应小于2.25。导、地线平均运行应力不得大于其拉断力的25%。架设在滑轮上的导、地线,还应计算悬挂点局部弯曲引起的附加张力。

在稀有风速或稀有覆冰气象条件时,弧垂最低点的最大张力,不应超过拉断力的60%。悬挂点的最大张力,不应超过拉断力的66%。

5.1.4　直流线路的地线宜采用镀锌钢绞线,且应与导线配合。直流线路地线标称截面应不小于70mm²,重冰区线路的地线截面宜适当加大;有OPGW的地线时,另一根普通地线的机械特性应尽量与OPGW保持相同,并使OPGW满足短路电流下的温升要求。

5.1.5　导、地线防振措施:

5.1.5.1　直流线路导、地线的防振措施宜采用防振锤。分裂导线宜采用阻尼间隔棒,间隔棒次挡距不宜大于70m。当4分裂导线采用阻尼间隔棒时,挡距不大于500m可不采用防振措施;大于500m,可在挡距两端每根导线上装防振锤或其他阻尼器。

5.1.5.2　地线应安装防振锤。防振锤应安装在挡距两端的地线上,安装数量和位置应根据线路挡距、地线和防振锤型号,结合运行经验确定。

5.1.5.3　大跨越导、地线的防振措施应采用防振锤、阻尼线或阻尼线加防振锤,同时分裂导线应采用阻尼间隔棒。具体设计方案可参考运行经验或通过试验选定。

5.1.5.4　重冰区线路的防振措施,导线宜采用预绞丝护线条保护,地线的防振宜采用阻尼线;不得使用重锤和非固定型线夹。

5.1.5.5　大跨越和挡距在10000m以上的大挡距线路,导、地应安装预绞丝护线条。

5.1.6 当采用分裂导线时,应采取措施抑制导线次挡距振荡;如发现附近其他线路有发生导线舞动,直流线路应采用防导线舞动的防护措施。

16.3 输电线路电气参数的计算

16.3.1 单回输电线路的阻抗计算

16.3.1.1 正序(负序)阻抗

线路是静止设备,其正、负序阻抗相等,正序阻抗 Z_1(Ω/km)为:

$$Z_1=R+jX_1$$

式中:R——相导线电阻(Ω/km);

X_1——相导线的正序电抗(Ω/km)。

单导线的正序电抗 X_1(Ω/km):

$$X_1=0.0029f\lg\frac{d_m}{r_m}$$

分裂导线的正序电抗 X_1'(Ω/km):

$$X_1'=0.0029f\lg\frac{d_m}{r_m}$$

式中:f——频率(Hz);

r_m、R_m——分别为单导线和分裂导线的几何平均半径;

d_m——导线几何平均距离(m)。

16.3.1.2 零序阻抗

(1)无地线单回路线路的零序阻抗 $Z_{0(a)}$(Ω/km):

$$Z_{0(a)}=(R+3R_d)+j0.435\lg\frac{D}{\sqrt[3]{R_m d_m^2}}$$

$$=(R+0.15)+j0.435\lg\frac{D}{\sqrt[3]{R_m d_m^2}}$$

其中:

$$D=660\sqrt{\rho/f}$$

式中:R——每相导线的电阻(Ω/km);

D——地中电流的等价深度(m);

ρ——大地电阻率(Ω·m);

f——频率(Hz);

R_d——大地电阻,当 $f=50$Hz 时,$R_d\approx\pi^2 f\times10^4\approx0.05$(Ω/km);

d_m——三相导线间的几何均距(m);

R_m——每相导线的半径,分裂导线为等价半径(m)。

(2)具有一根地线时单回路线路的零序阻抗:

$$Z_0=Z_{0(a)}-Z_{0(ag)}^2 Z_{0(g)}$$

$$Z_{0(g)} = 3R_g + 0.15 + 0.435\lg\frac{D}{r_{m(g)}}$$

$$Z_{0(g)} = 0.15 + j0.4351\lg\frac{D}{\sqrt[3]{d_{ag}d_{bg}d_{cg}}}$$

式中：$Z_{0(a)}$——不考虑地线时的零序阻抗(Ω/km)；

$Z_{0(g)}$——地线的零序阻抗(Ω/km)；

R_g——地线的电阻(Ω/km)；

$r_{m(g)}$——地线的等价半径(m)；

$Z_{0(ag)}$——地线和三相导线之间的零序互阻抗(Ω/km)；

d_{ag}、d_{bg}、d_{cg}——分别为三相导线至地线的距离(m)。

(3)具有两根地线的单回路线路的零序阻抗：

$$Z_0 = Z_{0(a)} - Z_{0(agh)}^2/Z_{0(gh)}$$

$$Z_{0(gh)} = 0.15R_g + 0.15 + j0.435\times\lg\frac{D}{\sqrt{r_{m(g)}d_{gh}}}$$

$$Z_{0(agh)} = 0.15 + j0.435\times\lg\frac{D}{\sqrt[6]{d_{ag}d_{bg}d_{cg}d_{ah}d_{bh}d_{ch}}}$$

式中：$Z_{0(gh)}$——两地线(g、h)系统的零序阻抗(Ω/km)；

d_{gh}——两地线间的距离(m)；

$Z_{0(agh)}$——两地线与三相导线之间的零序互感抗(Ω/km)；

d_{ag}、d_{bg}、d_{cg}、d_{ah}、d_{bh}、d_{ch}——分别为各导线与地线间距离(m)。

地线对输电线路的零序阻抗影响较大，一般情况下，用两根钢线作地线，可增加零序电阻10%～30%，而减少零序电抗5%～15%。

一般情况下，输电线路零序电抗与正序电抗的平均比值见表16-8。

表16-8　一般输电线路零序与正序电抗的平均比值

线路类别	X_0/X_1	线路类别	X_0/X_1
无地线的单回路线路	3.5	无地线的双回路线路	5.5
具有钢线地线的单回路线路	3.0	具有钢丝地线的双回路线路	4.7
具有良导体地线的单回路线路	2.0	具有良导体地线的双回路线路	3.0

16.3.2　单回输电线路的电容计算

16.3.2.1　正序、负序和零序电容

线路的正序电容C_1等于负序电容C_2。通过换位达到对称线路的正序电容(导线对中性点的电容)C_1零序电容(导线的对地电容)C_0及线间电容C_{ab}间的关系，如图16-1所示。

电容C_1、C_0及C_{ab}的数值计算可以利用电位系数a_{aa}及a_{ab}表示。电位系数的计算如下：

$$a_{aa} = 41.45\times10^6\lg\frac{2H_a}{r_0}[1/(F\cdot km)]$$

$$a_{ab} = 41.45\times10^6\lg\frac{D_{ab}}{d_{ab}}[1/(F\cdot km)]$$

式中：H_a、H_b——导线a和导线b的对地高度(m)；

r_0——导线半径(m)；

d_{ab}——导线 a 与导线 b 的距离(m)；

D_{ab}——导线 a 与导线 b 的镜像间距离(m)。

当三相线路导线布置对称时，正序电容：

$$C_1 = \frac{1}{a_{aa}a_{ab}} = 3C_{ab} + C_0$$

零序电容：

$$C_0 = \frac{1}{a_{aa} + 2a_{ab}}$$

线间电容：

$$C_{ab} = \frac{a_{ab}}{a_{aa} - a_{ab}} \times \frac{1}{a_{aa} + 2a_{ab}} = \frac{1}{3}(C_1 - C_0) = \frac{\lg \frac{2H_m}{d_m}}{124\lg \frac{d_m}{r_0} \lg \frac{2H_m}{\sqrt[3]{r_0 d_m^2}}} \times 10^{-6}\,(\mathrm{F/km})$$

$$H_m = \sqrt[3]{H_1 H_2 H_3}$$

式中：d_m——三相导线间的几何均距(m)；

H_m——三相导线的对地几何平均高(m)；

H_1、H_2、H_3——分别为三相导线的对地高(m)。

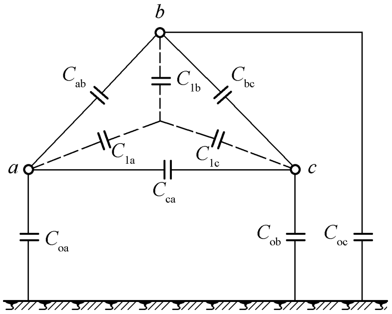


图 16-1 三相导线序电容示意图

电容 C_1、$3C_{ab}$ 及 C_0 之间数值的大概关系见表 16-9。

表 16-9 电容 C_1、$3C_{ab}$ 及 C_0 之间数值的大概关系

情形	C_1	$3C_{ab}$	C_0	情形	C_1	$3C_{ab}$	C_0
有地线的单回路	100%	44%	56%	有地线的双回路	100%	60%	40%

16.3.2.2 无地线线路的正序(负序)电容及正序(负序)电纳

单回路线路的正序电容为：

$$C_1 = \frac{0.024\ 13 \times 10^{-6}}{\lg \frac{d_m}{D_s}}$$

正序电纳为：

$$b_{c1} = \omega C_1 = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg \frac{d_m}{D_s}}$$

式中：d_m——相导线间的几何均距(m)；

D_s——相导线的自几何均距(m)。

16.3.2.3 零序电容及零序电纳的计算

(1)无地线单回路的零序电容为:

$$C_0 = \frac{0.008\ 043 \times 10^{-6}}{\lg \dfrac{D_i}{D_s d_m^2}}$$

$$D_i = \sqrt[9]{2H_a 2H_b 2H_c D_{ab}^2 D_{bc}^2 D_{ca}^2}$$

式中:D_i——导线 a、b、c 到其镜像间的几何均距(m);

H_a——导线 a 对地高(m);

D_{ab}——导线 a 对导线 b 镜像的距离(m)。

(2)无地线单回路的零序电纳:

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{2.53 \times 10^{-6}}{\lg \dfrac{D_i}{\sqrt[3]{d_m^2 D_s}}}$$

(3)具有一根地线的单回路线路的零序电容:

$$\left.\begin{aligned} C_0 &= 0.008\ 043 \times 10^{-6} \times \left[\lg \frac{D_i}{\sqrt[3]{d_m^2 D_s}} - \left(\lg \frac{D_{iag}}{d_{mag}}\right) \Big/ \lg \frac{2H_g}{r_g}\right] (\text{F/km}) \\ D_{iag} &= \sqrt[3]{D_{ga} D_{gb} D_{gc}} \\ d_{mag} &= \sqrt[3]{D_{ga} D_{gb} D_{gc}} \end{aligned}\right\}$$

式中:D_i、D_s、d_m——意义同前;

D_{iag}——地线 g 至导线 a、b、c 的镜像间的几何均距(m);

D_{ga}——地线 g 至导线 a 的镜像间的距离(m);

d_{mag}——地线 g 至导线 a、b、c 之间的几何均距(m);

d_{ga}、d_{gb}、d_{gc}——地线 g 至导线 a、b、c 之间的距离(m);

H_g——地线 g 的对地高(m);

r_g——地线 g 的半径(m)。

(4)具有两根地线的零序电容为:

$$\left.\begin{aligned} C_0 &= 0.008\ 043 \times 10^{-6} \times \left[\lg \frac{D_i}{\sqrt[3]{d_m^2 D_s}} - \frac{2\left(\lg \dfrac{D_{iagh}}{d_{magh}}\right)^2}{\lg \dfrac{2H_{gh}}{r_g} + \lg \dfrac{D_{gh}}{d_{gh}}}\right]^{-1} (\text{F/km}) \\ D_{iagh} &= \sqrt[6]{D_{ga} D_{gb} D_{gc} D_{ha} D_{hb} D_{hc}} \\ d_{magh} &= \sqrt[6]{d_{ga} d_{gb} d_{gc} d_{ha} d_{hb} d_{hc}} \\ H_{gh} &= \sqrt{H_g H_h} \end{aligned}\right\}$$

式中: D_{iagh}——地线 g 和 h 至导线 a、b、c 的镜像间的几何均距(m);

D_{ga}、D_{gh}、D_{gc}——地线 g 至导线 a、b、c 的镜像间的距离(m);

d_{magh}——地线 g 和 h 至导线 a、b、c 间的几何均距(m);

d_{ga}、d_{gb}、d_{gc}——地线 g 至导线 a、b、c 之间的距离(m);

H_{gh}——地线 g 和 h 对地的几何平均高(m);

H_g、H_h——分别为地线 g 和 h 的对地高(m);

D_{gh}——地线 g 至地线 h 镜像间的距离(m)。

16.4　杆塔塔头设计

16.4.1　塔头规划设计程序

工程设计实践中,一般按线路的电压、线路所经地段的地形、气象条件以及环境要求,根据工程经验,选择若干种适用于不同地段或不同情况的常用杆塔型,依照不同的适用条件加以校验,必要时对杆塔塔型再加以修改。使用于大挡距的直线杆塔,其塔头尺寸往往不决定于间隙圆,而决定于挡距中央导线间最小允许距离和导、地线间距离的配合。塔头规划设计的程序如图 16-2 所示。

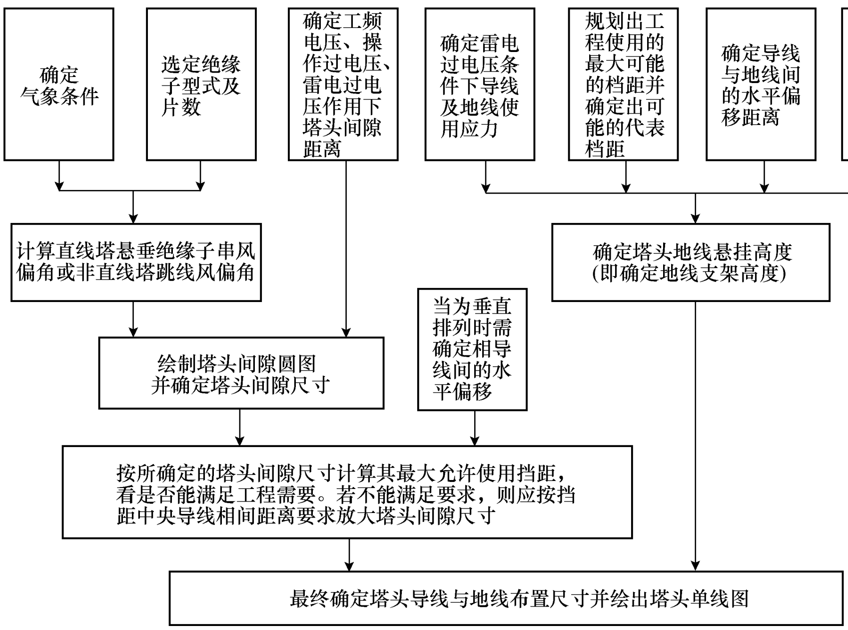


图 16-2　塔头规划设计程序框图

16.4.2　杆塔尺寸设计

16.4.2.1　绝缘子片数及导线(包括所有带电部分)对杆塔构件的最小间隙

《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

规范引用

7.0.2　在海拔高度 1000m 以下地区,操作过电压及雷电过电压要求的悬垂绝缘子串的绝缘子最少片数,应符合表 7.0.2 的规定。耐张绝缘子串的绝缘子片数应在表 16-10 的基础上增加,对 110～330kV 输电线路应增加 1 片,对 500kV 输电线路应增加 2 片,对 750kV 输电线路不需增加片数。

表 16-10 操作过电压及雷电过电压要求悬垂绝缘子串的最少绝缘子片数

标称电压/kV	110	220	330	500	750
单片绝缘子的高度/mm	146	146	146	155	170
绝缘子片数/片	7	13	17	25	32

7.0.3 全高超过 40m 有地线的杆塔，高度每增加 10m，应比表 7.0.2 增加 1 片相当于高度为 146mm 的绝缘子，全高超过 100m 的杆塔，绝缘子片数应根据运行经验结合计算确定。由于高杆塔而增加绝缘子片数时，雷电过电压最小间隙也应相应增大；750kV 杆塔全高超过 40m 时，可根据实际情况进行验算，确定是否需要增加绝缘子片数和间隙。

7.0.4 绝缘配置应以审定的污区分布图为基础，结合线路附近的污秽和发展情况，综合考虑环境污秽变化因素，选择合适的绝缘子型式和片数，并适当留有裕度。

7.0.5 绝缘配合设计可采用爬电比距法，也可采用污耐压法，选择合适的绝缘子型式和片数。当采用爬电比距法时，绝缘子片数应按下式计算：

$$n \geqslant \frac{\lambda U}{K_e L_{o1}} \tag{16-2}$$

式中：n——海拔 1000m 时每联绝缘子所需片数；

λ——爬电比距(cm/kV)；

U——系统标称电压(kV)；

L_{o1}——单片悬式绝缘子的几何爬电距离(cm)；

K_e——绝缘子爬电距离的有效系数，主要由各种绝缘子几何爬电距离在试验和运行中污秽耐压的有效性来确定；并以 XP-70、XP-160 型绝缘子为基础，其 K_e 值取为 1。

7.0.6 通过污秽地区的输电线路，耐张绝缘子串的片数按第 7.0.3 条的规定选择并已达到第 7.0.2 条的规定片数时，可不再比悬垂绝缘子串增加。同一污区，其爬电比距根据运行经验较悬垂绝缘子串可适当减少。

7.0.7 在轻、中污区复合绝缘子的爬电距离不宜小于盘型绝缘子；在重污区其爬电距离不应小于盘型绝缘子最小要求值的 3/4 且不应小于 2.8cm/kV；用于 220kV 及以上输电线路复合绝缘子两端都应加均压环，其有效绝缘长度需满足雷电过电压的要求。

7.0.8 高海拔地区悬垂绝缘子串的片数，宜按下式计算：

$$n_H = m e^{0.1215 m_1 (H-1000)/100} \tag{16-3}$$

式中：n_H——高海拔地区每联绝缘子所需片数；

H——海拔高度(m)；

m_1——特征指数，它反映气压对于污闪电压的影响程度，由试验确定。各种绝缘子 m_1 可按《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)附录 C 的规定取值。

7.0.9 在海拔不超过 1000m 的地区，在相应风偏条件下，带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙，应符合表 16-11 和表 16-12 的规定。

表 16-11 110～500kV 带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙 (单位：m)

标称电压/kV	110	220	330	500	
工频电压	0.25	0.55	0.90	1.20	1.30

续表

标称电压/kV	110	220	330	500	
操作过电压	0.70	1.45	1.95	2.50	2.70
雷电过电压	1.00	1.90	2.30	3.30	3.30

表 16-12 750kV 带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙 (单位:m)

标称电压/kV		750	
海拔高度/m		500	1000
工频电压	Ⅰ串	1.80	1.90
操作过电压	边相Ⅰ串	3.80	4.00
	中粗Ⅴ串	4.60	4.80
雷电过电压		4.20(或按绝缘子串放电电压的 0.80 配合)	

注:①按雷电过电压和操作过电压情况校验间隙时的相应气象条件,可按《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)附录 A 的规定取值。

②按运行电压情况校验间隙时风速采用基本风速修正至相应导线平均高度处的值及相应气温。

③当因高海拔而需增加绝缘子数量时,雷电过电压最小间隙也应相应增大。

④500kV 空气间隙栏,左倒数据适合于海拔高度不超过 500m 地区;右侧是用于超过 500m 但不超过 1000m 的地区。

7.0.10 在海拔高度 1000m 以下地区,带电作业时,带电部分对杆塔与接地部分的校验间隙应符合表 16-13 的规定。

表 16-13 带电部分对杆塔与接地部分的校验间隙

标称电压/kV	110	220	330	500	750
校验间隙/m	1.00	1.80	2.20	3.20	4.00/4.30(边相Ⅰ型串/中相Ⅴ型串)

注:①对操作人员需要停留工作的部位,还应考虑人体活动范围 0.5m。

②校验带电作业的间隙时,应采用下列计算条件:气温 15℃,风速 10m/s。

7.0.11 海拔高度不超过 1000m 的地区,在塔头结构布置时,相间操作过电压相间最小间隙和挡距中考虑导线风偏工频电压和操作过电压相间最小间隙,宜符合表 16-14 的规定。

表 16-14 工频电压和操作过电压相间最小间隙 (单位:m)

标称电压/kV		110	220	330	500	750
步频电压		0.50	0.90	1.60	2.20	2.80
操作过电压	塔头	1.20	2.40	3.40	5.20	7.70*
	挡距中	1.10	2.10	3.00	4.60	5.40

注:* 表示操作过电压相间最小间隙为单回路紧凑型模拟塔头试验值。

7.0.12 空气放电电压海拔修正系数 K_a,可按下式计算:

$$K_a = e^{mH/8150} \tag{16-4}$$

式中:H——海拔高度(m);

m——海拔修正因子,工频、雷电电压海拔修正因子 m=1.0;操作过电压海拔修正因

子可按海拔修正因子 m 与电压的关系(图 16-3)中的曲线 a、c 取值。

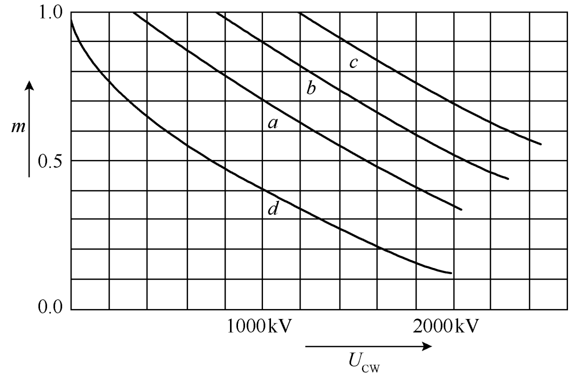


图 16-3 海拔修正因子 m 与电压的关系

a——相对地绝缘;b——纵向绝缘;c——相间绝缘;d——棒-板间隙

7.0.13 输电线路的防雷设计,应根据线路电压、负荷性质和系统运行方式,结合当地已有线路的运行经验,地区雷电活动的强弱、地形地貌特点及土壤电阻率高低等情况,在计算耐雷水平后,通过技术经济比较,采用合理的防雷方式,应符合下列规定。

1. 110kV 输电线路宜沿全线架设地线,在年平均雷暴日数不超过 15d 或运行经验证明雷电活动轻微的地区,可不架设地线。无地线的输电线路,宜在变电站或发电厂的进线段架设 1～2km 地线。

2. 220～330kV 输电线路应沿全线架设地线,年平均雷暴日数不超过 15d 的地区或运行经验证明雷电活动轻微的地区,可架设单地线,山区宜架设双地线。

3. 500～750kV:输电线路应沿全线架设双地线。

7.0.14 杆塔上地线对边导线的保护角,应符合下列要求:

1. 对于单回路,330kV 及以下线路的保护角不宜大于 15°,500～750kV 线路的保护角不宜大于 10°。

2. 对于同塔双回或多回路,110kV 线路的保护角不宜大于 10°,220kV 及以上线路的保护角均不宜大于 0°。

3. 单地线线路不宜大于 25°。

4. 对重覆冰线路的保护角可适当加大。

7.0.15 杆塔上两根地线之间的距离,不应超过地线与导线间垂直距离的 5 倍。在一般挡距的挡距中央,导线与地线间的距离,应按下式计算:

$$S \geqslant 0.012L + 1 \tag{16-5}$$

式中:S——导线与地线间的距离(m);

L——挡距(m)。

注:计算条件:气温 15℃,无风、无冰。

7.0.16 有地线的杆塔应接地。在雷季干燥时,每基杆塔不连地线的工频接地电阻,不宜大于表 16-15 规定的数值。土壤电阻率较低的地区,当杆塔的自然接地电阻不大于表 16-15 所列数值时,可不装设人工接地体。

表 16-15 有地线的线路杆塔不连地线的工频接地电阻

土壤电阻率/(Ω·m)	≤100	100～500	500～1000	1000～2000	＞2000
接地电阻/Ω	10	15	20	25	30*

注：* 如土壤电阻率超过 2000Ω·m，接地电阻很难降到 30Ω 时，可采用 6～8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体，其接地电阻不受限制。

7.0.17 中性点非直接接地系统在居民区的无地线钢筋混凝土杆和铁塔应接地，其接地电阻不应超过 30Ω。

7.0.18 线路经过直流接地极附近时，要考虑接地极对铁塔、基础的影响。

7.0.19 钢筋混凝土杆的铁横担、地线支架、爬梯等铁附件与接地引下线应有可靠的电气连接，并应符合下列规定。

1. 利用钢筋兼作接地引下线的钢筋混凝土电杆，其钢筋与接地螺母、铁横担或地线支架之间应有可靠的电气连接。

2. 外敷的接地引下线可采用镀锌钢绞线，其截面应按热稳定要求选取，且不应小于 25mm²。

3. 接地体引出线的截面不应小于 50mm² 并应进行热稳定验算，引出线表面应进行有效的防腐处理。

7.0.20 通过耕地的输电线路，其接地体应埋设在耕作深度以下。位于居民区和水田的接地体应敷设成环形。

7.0.21 采用绝缘地线时，应限制地线上的电磁感应电压和电流，并选用可靠的地线间隙，以保证绝缘地线的安全运行。对绝缘地线长期通电的接地引线和接地装置，应校验其热稳定，并应设置人身安全的防护措施。

7.0.22 当输电线路与弱电线路交叉时，交叉挡弱电线路的木质电杆应有防雷措施。

16.4.2.2 导线布置

规范引用 《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

8.0.1 导线的线间距离应结合运行经验确定，并应符合下列规定：

1. 对 1000m 以下挡距，水平线间距离宜按下式计算：

$$D = k_i L_k + \frac{U}{110} + 0.65\sqrt{f_c} \tag{16-6}$$

式中：k_i——悬垂绝缘子串系数，宜符合表 16-6 规定的数值；

D——导线水平线间距离(m)；

L_k——悬垂绝缘子串长度(m)；

U——系统标称电压(kV)；

f_c——导线最大弧垂(m)。

注：一般情况下，使用悬垂绝缘子串的杆塔，其水平线间距离与挡距的关系，可按《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)附录 D 的规定取值。

表 16-16 k_i系数

悬重绝缘子串型式	Ⅰ-Ⅰ串	Ⅰ-Ⅴ串	Ⅴ-Ⅴ串
k_i	0.4	0.4	0

导线垂直排列的垂直线间距离，宜采用公式(16-6)计算结果的75%。使用悬垂绝缘子串的杆塔的最小垂直线间距离宜符合表16-17的规定。

表 16-17 使用悬垂绝缘子串杆塔的最小垂直线间距离

标称电压/kV	110	220	330	500	750
垂直线间距离/m	3.5	5.5	7.5	10.0	12.5

3. 导线三角排列的等效水平线间距离，宜按下式计算：

$$D_x = \sqrt{D_P^2 + (4/3D_z)^2} \tag{16-7}$$

式中：D_x——导线三角排列的等效水平线间距离(m)；

D_p——导线间水平投影距离(m)；

D_z——导线间垂直投影距离(m)。

8.0.2 如无运行经验，覆冰地区上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的最小水平偏移，宜符合表16-18的规定。

表 16-18 上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的最小水平偏移(m)

标称电压/kV	110	220	330	500	750
设计冰厚 10/mm	0.5	1.0	1.5	1.75	2.0

注：无冰区可不考虑水平偏移。设计冰厚5mm地区，上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的水平偏移，可根据运行经验参照表16-18适当减少。

8.0.3 双回路及多回路杆塔不同回路的不同相导线间的水平或垂直距离，应按第8.0.1条的规定增加0.5m。

8.0.4 线路换位宜符合下列规定：

1. 中性点直接接地的电力网，长度超过100km的输电线路宜换位。换位循环长度不宜大于200km。一个变电站某级电压的每回出线虽小于100km，但其总长度超过200km，可采用换位或变换各回输电线路的相序排列的措施来平衡不对称电流。

2. 中性点非直接接地电力网，为降低中性点长期运行中的电位，可用换位或变换输电线路相序排列的方法来平衡不对称电容电流。

3. 对于Ⅱ接线路应校核不平衡度，必要时进行换位。

16.4.3 塔头间隙圆

16.4.3.1 自立式直线杆塔间隙圆

自立式直线杆塔间隙圆可根据悬垂绝缘子串长度及其相配合的各种空气间隙(工频电压、操作过电压、雷电过电压，必要时还要考虑带电作业)，并算出相应风速时的风偏角，在杆塔的正视图上绘出间隙圆(图16-4)，供确定塔头尺寸用。

当某些塔型的塔头纵向宽度较宽时，尚需在侧面图中校验对塔颈或横担的间隙。

对于直线转角杆塔及直线换位杆塔，计算其绝缘子串风偏角时应同时考虑导线转角角度力。

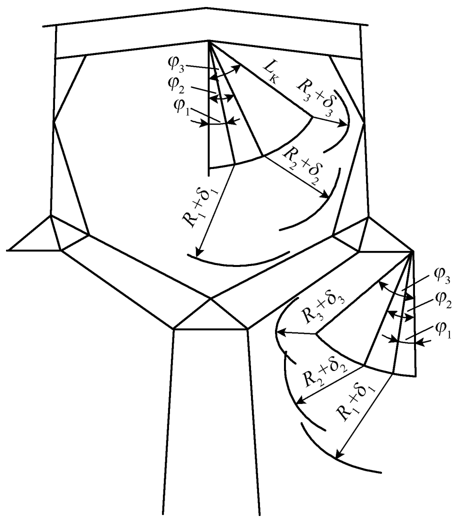


图 16-4 自立式塔正面间隙圆图

L_K——地缘子串串长；δ_1、δ_2、δ_3——考虑塔材宽度和导线弧垂影响所增加的间距；

φ_1、φ_2、φ_3及 R_1、R_2、R_3——分别为雷电过电压、操作过电压和工频电压情况下的绝缘子串风偏角及间隙距离

16.4.3.2 外拉线直线杆塔间隙圆

外拉线直线杆塔由于其拉线在顺线路方向的长度可达十多米，甚至更长，而导线离悬挂点越远，其下垂和风偏就越大，因而不能单从正面图上来校验间隙。可采用投影图解或公式计算，投影图解法比较直观，但较烦琐。投影图解法例题如图 16-5 所示。

图 16-5 中：导线悬点为 A，AB 为出口段导线；拉线在塔上固定点为 M，M_n 为被校验的拉线；绝缘子串摇摆角为 φ；拉线在正面图上与横担水平面间的夹角为 ε；另外，图 16-5 已做出相应的投影辅助线。

用公式计算时，也要先画出塔头正面图，求出导线悬点在正面图上投影点 A_1 到拉线间的正面投影垂距 D，以及其垂足 C 点到 M 点在正面图上投影 M_1 间的间距 b，然后可用下式计算

$$d=\frac{D-e_A\operatorname{tg}\theta'}{\sec\theta'}\approx\frac{D-e_A\operatorname{tg}\theta'}{1+\frac{1}{2}\operatorname{tg}^2\theta'}$$

$$\operatorname{tg}\theta'=\frac{a_h\cos\varepsilon+\frac{r_6 l}{2\sigma}\cos(\varepsilon-\eta)}{\cos\beta-\sin\beta\left[a_h\sin\varepsilon+\frac{r_6 l}{2\sigma}\sin(\varepsilon-\eta)\right]}$$

$$e_A=e_0\cos\beta+b\sin\beta$$

其中：

$$a_h=h/l$$

$$\eta=\operatorname{tg}^{-1}\frac{r_4}{r_1}$$

$$\cos\beta=\sqrt{\frac{z^2+x^2}{x^2+y^2+z^2}}$$

$$\sin\beta=\frac{y}{\sqrt{x^2+y^2+z^2}}$$

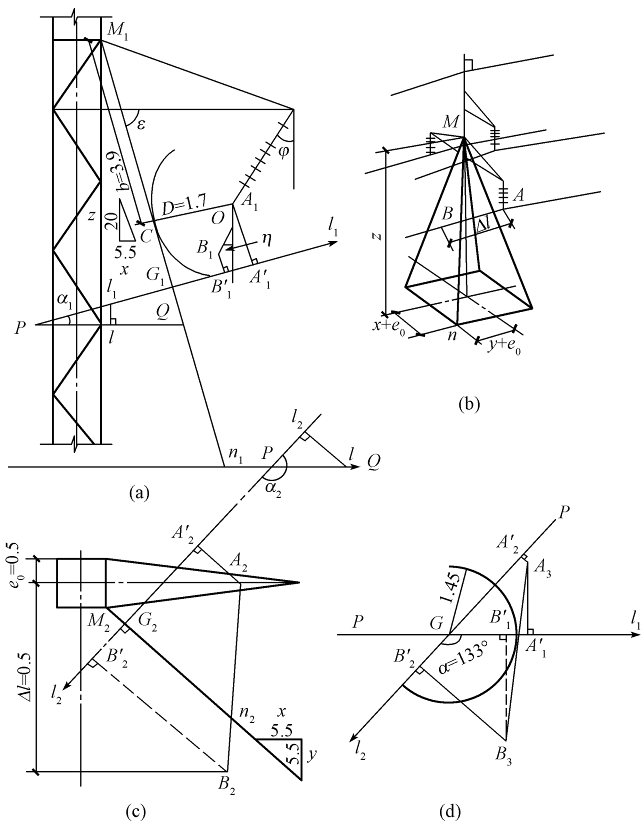


图 16-5 外拉线塔间隙圆投影图例

(a)正视图;(b)立体图;(c)下视图;(d)垂直拉线平面投视图

式中:d——导线出口附近对拉线的距离;

a_h——导线单侧高差系数;

ε——正面图中拉线与横担水平面间的夹角($\text{tg}\varepsilon=\dfrac{z}{x}$);

β——侧视拉线所在平面内的拉线与主柱间的投影夹角;

η——导线风偏角;

l——检查侧的挡距(m);

r_6,σ——导线有风时的综合比载及导线水平应力,分别为[N/(m·mm²)]、(N/mm²);

e_0——杆塔侧面拉线悬挂点到杆身中心线间之距离。

16.4.3.3 耐张杆塔的塔头间隙及跳线设计

耐张杆塔的塔头除需与相邻直线杆塔的塔头尺寸相配外,还决定于跳线风偏后对杆塔的间隙要满足要求。

由于跳线的线长较短,跳线的刚性对跳线的形状和风偏摆动有一定的影响,而且无法精确计算,一般在计算跳线时不考虑刚度影响,其计算结果往往偏于安全。在跳线计算必须计及耐张绝缘子串的倾斜角 θ 和水平风偏角 φ,其计算公式为:

$$\theta=\text{tg}^{-1}\frac{0.5G_V+W_V}{T}=\text{tg}^{-1}\left(\frac{G_V+p_1l}{2T}+\frac{h}{l}\right)$$

$$\varphi = \mathrm{tg}^{-1}\frac{G_h + p_4 l}{2T}$$

$$G_h = 9.81C\frac{v^2}{16}$$

式中：G_V——耐张绝缘子串重力(N)；

W_V——作用于绝缘子串末端的导线重力(N)；

p_1——导线单位长度自重力(N/m)；

l,h——计算侧挡距及高差(m)，当比邻塔低时 h 为负值；

T——计算条件下的导线水平张力(N)；

G_h——耐张绝缘子串所受风压(N)；

C——绝缘子串受风面积(m^2)；

v——风速(m/s)；

p_4——导线计算条件下的单位风荷载(N/m)。

跳线可分“直跳”和“绕跳”两种。跳线为直跳时，一般用图解法求取跳线的最大允许弧垂和最小允许弧垂，其图例如图 16-6 及图 16-7 所示。应取各最小允许弧垂中的最大值为该跳线的设计最小弧垂，而取各最大允许弧垂中的最小值为其设计最大弧垂。

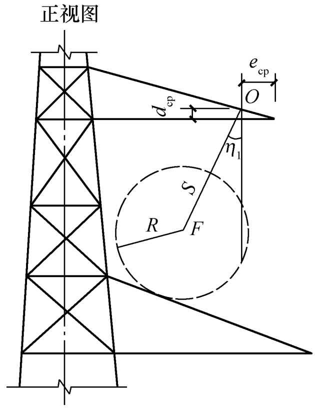


图 16-6 跳线最大允许弧垂图解示例

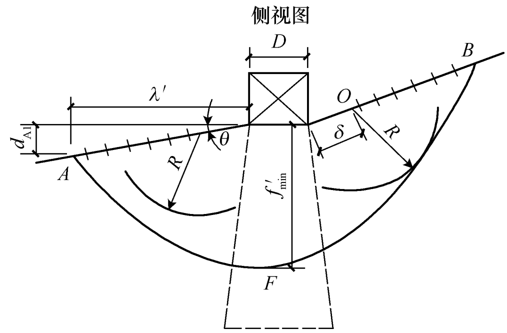


图 16-7 跳线最小允许弧垂图解示例

图 16-6 中：跳线出口点为 O，跳线投影为 OF，其弧垂的投影长度为 S；

η_1——跳线风偏角；

e_{cp}——跳线在 A、B 两侧悬挂点的平均水平位移；

d_{cp}——跳线两侧悬挂点的平均垂直位移，$d_{cp}=\frac{1}{2}(\lambda_A\sin\theta_A+\lambda_B\sin\theta_B)$；

R——要求间隙长度。

其中：

$$e_{cp}=\frac{1}{2}(\lambda_A\cos\theta_A+\lambda_B\cos\theta_B)\cdot\sin\left(\frac{\varphi}{2}\pm\varphi_A\right)$$

式中：λ——耐张绝缘子串长度；

θ——耐张绝缘子串倾斜角；

φ_A——耐张绝缘子串水平风偏角；

φ——线路转角度。

图 16-7 中：最接近跳线的接地构件端头为 O 点；O 点离耐张绝缘子串悬挂点间距离为 δ；A、B 为两侧跳线出口在侧视图上的投影点；θ 为耐张绝缘子串倾斜角；λ' 为耐张绝缘子串的垂直投影长度；f'_{min} 为最小允许弧垂的垂直投影长度，最小允许弧垂 $f_{min}=f'_{min}/\cos\eta$；$\eta$ 为跳线风偏角；R 为要求间隙。

当跳线绕跳时，系借助于塔身旁悬挂跳线绝缘子串，使跳线绕行跳过。跳线绝缘子串的跳线支持点是随跳线的松紧程度和跳线串承受的荷重而变，如图 16-8 所示，跳线长度 L、跳线绝缘子串偏角 φ(或偏距 δ)是互为函数，故计算时通常先设定跳线串的偏角 φ(一般为架线时 10°左右)。然后根据跳线串跳线悬挂点与跳线两侧出口 A、B 间的小挡距长度 l_0，算出跳线的张力 T_0、跳线长度 L_0 及跳线弧垂 f_0。继而便可校验间隙，如不能满足则再行试凑，直至达到要求为止。最后决定跳线的施工长度 L。

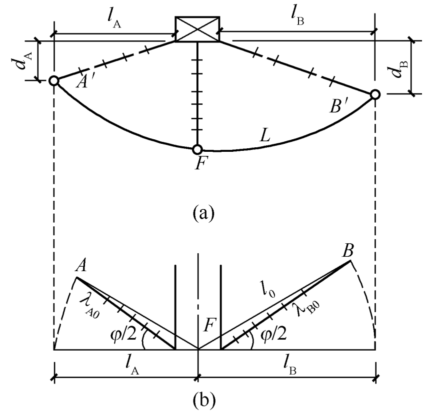


图 16-8 加装跳线绝缘子串时跳线弧垂及线长图解示例

(a)侧视图；(b)下视图

16.5 输电线路对电信线路的影响及防护

16.5.1 输电线路故障状态和电信线路工作状态

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

3.0.1 输电线路对邻近电信线路可能产生危险影响的故障状态,因考虑下列几种情况。

1. 三相对称中性点直接接地系统的输电线路一相接地短路。
2. 三相对称中性点不直接接地系统的输电线路两相在不同地点同时接地短路。
3. 三相对称中性点不直接接地系统的输电线路一相接地短路。

3.0.2 输电线路对邻近电信线路进行危险影响计算时,宜根据电信线路工作状态,选择下列方式:

1. 电信回路一端是低阻抗接地,而另一端是高阻抗接地(开路)。
2. 电信回路两终端经低阻抗接地。
3. 电信回路两终端的导线与大地间都是高阻抗(开路)。

16.5.2 危险影响和干扰影响允许值

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

4.1 危险影响允许值

4.1.1 中性点不直接接地的输电线路一相接地短路,而人体碰触邻近电信导线时,由容性耦合引起的流经人体的电流允许值为15mA。

4.1.2 在输电线路故障状态下,电信明线上的磁感应电压(包含磁感应纵电动势和磁感应对地电压)应符合下列规定。

1. 基本电压允许值见表16-19。

表16-19 基本电压允许值

送电线路	允许电压/V
高可靠送电线路	650
其他送电线路	430

2. 考虑输电线路故障持续时间的人身安全电压允许值见表16-20。

表16-20 人身安全电压允许值

故障持续时间 t/s	允许电压/V	故障持续时间 t/s	允许电压/V
$0.35<t\leqslant 0.5$	650	$0.1<t\leqslant 0.2$	1500
$0.2<t\leqslant 0.35$	1000	$t\leqslant 0.1$	2000

4.1.3 在输电线路故障状态下,电信电缆芯线上的磁感应电压(包含磁感应纵电动势和磁感应对地电压)应符合下列规定。

1. 电信电缆芯线两端有绝缘变压器,或一端为绝缘变压器而另一端通过低阻抗接地或与带有接地的金属扩套或屏蔽层连接,或所有电缆芯线在两终端都装有避雷器时,电信电缆芯线上的磁感应电压允许值见表16-21。

表16-21 电信电缆芯线上的磁感应电压允许值

电信电缆远距离供电方式	允许电压/V
无远距离供电	$0.6U_{Dc1}$ 或 $0.85U_{Ac}$
“导线—大地”制远距离供电	$0.6U_{Dc1}-\frac{U_{rs}}{\sqrt{2}}$ 或 $0.85U_{Ac}-\frac{U_{rs}}{\sqrt{2}}$
“导线—导线”制远距离供电	$0.6U_{Dc1}-\frac{U_{rs}}{2\sqrt{2}}$ 或 $0.85U_{Ac}-\frac{U_{rs}}{2\sqrt{2}}$

注:U_{Dc1}——电缆芯线与接地护套间的直流试验电压(V);
U_{Ac}——电缆芯线与接地护套间的交流试验电压(V);
U_{rs}——影响计算区段远供电压(V)。

2. 当电信电缆芯线不符合4.1.3中1款规定的条件时,电信电缆芯线上的磁感应电压允许值应符合4.1.2条的规定。

4.1.4 考虑输电线路故障持续时间的设备安全电压允许值见表16-22。

表16-22 设备安全电压允许值

故障持续时间 t/s	允许电压/V
$0.35<t\leqslant0.5$	650
$0.2<t\leqslant0.35$	780
$t\leqslant0.2$	1030

4.1.5 当输电线路发生接地短路故障时,因地电流影响对邻近埋地电信电缆芯线和大地间引起的电位差,以及电信局(站)接地装置上的地电位升的允许值应符合4.1.3的规定。

4.1.6 输电线路对埋地电信电缆线路同时产生感性耦合和阻性耦合两种影响时,合成后的数值应符合4.1.3的规定。

4.1.7 在输电线路故障状态下,光缆线路上的磁感应电压(包含磁感应纵电动势和磁感应对地电压)影响允许值见表16-23。当同时存在感性耦合和阻性耦合两种影响时,合成后的数值应符合表16-23的要求。

表16-23 光缆金属构件上的磁感应电压允许值

光缆型式	允许电压/V	光缆型式	允许电压/V
有金属线对、无远距离供电	$0.6U_{Dc2}$	有金属线对、有“导线—导线”制远距离供电	$0.6U_{Dc2}-\frac{U_{rs}}{2\sqrt{2}}$
有金属线对、有“导线—大地”制远距离供电	$0.6U_{Dc2}-\frac{U_{rs}}{2\sqrt{2}}$	无金属线对、有金属构件	$0.6U_{Dc2}$

注:①U_{Dc2}——光缆绝缘外护套的直流试验电压(V);
②无金属光缆线路不考虑危险影响。

4.1.8 在输电线路故障状态下,非电气化铁道的半自动、自动闭塞方向电路及遥控、遥

信线路的磁感应电压(包含磁感应纵电动势和磁感应对地电压)允许值应按4.1.2和4.1.3的规定确定。

4.1.9 当电信线路磁感应纵电动势超过允许值时,必须3.0.2条按电信回路工作状态进一步计算电信线路的导线与大地间产生的磁感应对地电压。只有在磁感应对地电压超过4.1.2～4.1.7允许值时,电信线路才存在危险影响。

4.2 干扰影响允许值

4.2.1 音频双线电话回路噪声计电动势允许值应符合下列规定:

①县电话局至县及以上电话局的电话回路为4.5mV;

②县电话局至县以下电话局的电话回路为10mV;

③业务电话回路为7mV。

4.2.2 兼作电话用有线广播双线回路噪声计电动势允许值应为10mV。

4.2.3 输电线路在“线—地”电报回路中感应产生流过电报机的干扰电流允许值应为电报机工作电流的10%。

16.5.3 危险影响的计算

16.5.3.1 危险影响计算规定

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

5.1.1 输电线路对电信线路的磁危险影响,在中性点直接接地系统中,应按输电线路发生一相接地短路故障计算。在中性点不直接接地系统中,对长途电信电缆线路应按输电线路两相在不同地点同时发生接地短路故障计算,对其他电信线路不应考虑此项影响。

5.1.2 输电线路对地下电信电缆线路应考虑地电流影响,并应按中性点直接接地的输电线路发生一相接地短路故障时,流入或流出电力设备接地装置的短路电流计算。

5.1.3 输电线路对地下电信电缆线路和光缆线路同时产生磁感应和地电流两种影响时,应按两者平方和的平方根计算合成影响。

5.1.4 中性点不直接接地的输电线路发生一相接地短路故障时,应计算输电线路在对地绝缘的电信线路上,因电感应人体电流产生的电危险影响。

5.1.5 计算输电线路对邻近电信线路感应产生的磁危险影响,应考虑5～10年电力系统发展的规划容量。

5.1.6 当有多条输电线路与电信线路接近时,除考虑故障输电线路短路电流的影响外,宜同时考虑邻近的非故障输电线路分布电流的影响。

5.1.7 在增音机、分线箱、分线盒等处装有放电器防护的电信线路,应考虑当放电器动作时,电信线路的对地电压。

5.1.8 带有地线的输电线路,可考虑地线的返回电流效应。

5.1.9 对非电气化铁道的铁路信号电线路的危险影响计算宜与电信线路相同,对电气化铁道的铁路信号电线路可不考虑危险影响。

16.5.3.2 电信线路上磁感应纵电动势的计算

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

5.2.1 电信线路上磁感应纵电动势应按下式计算：

$$E_s = \sum_{i=1}^{n} \omega M_i L_{pi} I_s K_{50} \tag{16-8}$$

式中：ω——输电线路电流的角频率(rad/s)，$\omega = 2\pi f$，$f = 50\text{Hz}$；

M_i——50Hz 时输电线路与电信线路间第 i 段互感系数(H/km)；

L_{pi}——输电线路第 i 段接近段长度(km)；

I_s——输电线路一相接地或两相在不同地点同时接地的短路电流(A)；

K_{50}——50Hz 时接近段内各种接地导体的电磁综合屏蔽系数；

5.2.2 无人增音站采用了防护滤波器时，考虑防护滤波器对磁感应影响的抑制衰减作用，电信电缆线路上的磁感应纵电动势应按无人增音段分段长度按式(16-9)计算：

$$E_s = (1.1 \sim 1.2)\sum_{i=1}^{n} \omega M_i L_{pi} I_s K_{50} \tag{16-9}$$

16.5.3.3 电信线路上磁感应对地电压的计算

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

5.2.13 电信线路上的磁感应对地电压，根据电信电路类型、终端特性，应区别下列三种情况进行计算。

1. 电信线路两端绝缘，如图 16-9 所示单向供电时，可分为以下两种情况进行计算。

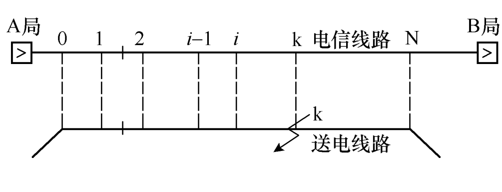


图 16-9 输电线路与电信线路间相对位置图

(1)输电线路 K 点故障，电信线路首端 0 点处的磁感应对地电压可按式(16-10)计算：

$$U_{0k} = \sum_{i=1}^{n} \frac{E_{ik}}{2}\left(\frac{L_i + 2L_{Bi}}{L_{AB}}\right) \tag{16-10}$$

式中：L_i——电信线路第 i 段的长度(km)；

L_{Bi}——电信线路第 i 段末端到终端局(B 局)的距离(km)；

L_{AB}——A、B 两电信局间电信线路总长(km)；

E_{ik}——送电线路在 k 点发生一相接地短路故障时，电信线第 i 段的磁感应纵电动势(V)。

当 i 段存在重复感应区或反感应区时，E_{ik} 应是在各种情况下感应的代数和，E_{ik} 可按式(16-11)计算：

$$E_{ik} = \sum_{i=1}^{n} I_s \omega M_i L_{pi} K_{50} \tag{16-11}$$

式中：I_s——是一个代数值。

(2)电信线路沿线各点磁感应对地电压可按式(16-12)计算：

$$U_i = U_{i-1} - E_i \tag{16-12}$$

式中：U_i——电信线路沿线各点磁感应对地电压(V)；

U_{i-1}——电信线路上第 $i-1$ 点的磁感应对地电压(V)；

E_i——电信线路上第 i 段的磁感应纵电动势(V)。

双向供电时，分别按单向供电计算，然后代数相加。

2. 电信线路一端接地一端绝缘：

(1)电信线路绝缘端磁感应对地电压可按式(16-13)计算：

$$U_{in} = E_s \tag{16-13}$$

式中：U_{in}——电信线路绝缘端磁感应对地电压(V)。

(2)电信线路接地端磁感应对地电压可按式(16-14)计算：

$$U_g = 0 \tag{16-14}$$

式中：U_g——电信线路接地端磁感应对地电压(V)。

3. 电信线路两端接地，即两侧电信终端局避雷器动作，对应输电线路事故点 k 的电信线对地电压可按式(16-15)计算：

$$U_k = \frac{E_1 L_{BK} + E_2 L_{AK}}{L_{AK} + L_{BK}} + \frac{\pm U_B L_{AK} \mp U_A L_{BK}}{L_{AK} + L_{BK}} \tag{16-15}$$

式中：L_{AK}、L_{BK}——电信线路与输电线路事故点的对应点到两终端局的距离(km)；

E_1、E_2——L_{AK}、L_{BK}两线段上的磁感应纵电动势(V)；

U_A、U_B——电信线两终端局避雷器接地电阻压降(V)。

当 $E_1 > E_2$ 时，U_A取负值；当 $E_1 < E_2$ 时，U_B取负值。

5.2.14 对有线广播线路的信号线和用户线应分别计算危险影响。考虑维修人员安全，对有线广播馈电线可作危险影响验算。

5.2.15 对装有放电器的电信线路，应考虑和计算放电器动作时，电信线路导线的对地电压。可按《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)附录 D 计算。

16.5.3.4 架空电信明线上的电危险计算

《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

规范引用

5.3.1 在中性点不直接接地系统中，发生一相接地短路故障时，对邻近的架空电信明线，电感应人体电流应按式(16-16)计算：

$$I_b = 18\frac{m'}{m+m'+2} f U_N \left[\sum n(a) L_T K_d K_{s1} K_{s2} + \sum \frac{N(a_B) \pm N(a_A)}{a_B \pm a_A} L_T K_d K_{s1} K_{s2}\right] 10^{-6} \tag{16-16}$$

式中：m'——人体碰触对地绝缘的电信回路导线数，如双线回路 $m'=2$，双幻回路$m'=4$；

m——电信线路接地导线数(系指单线电话，单线电报和单幻电报等)；

$n(a)$——平行段耦合系数的函数，应按表 16-24 选用；

$N(a_A)$、$N(a_B)$——斜接近及交叉跨越段耦合系数的函数，应按表 16-24 选用；

f——输电线路电压频率(Hz)；

U_N——输电线路额定电压(V);
L_T——电信线路长度(km);
K_d——地线屏蔽系数,有地线时取 $K_d=0.75$;
k_{s1}——树木屏蔽系数,靠近送电线 3m 以内有连续树木时取 $k_{s1}=0.7$;
k_{s2}——树木屏蔽系数,靠近电信线 3m 以内有连续树木时取 $k_{s2}=0.7$;
$N(a)$——斜接近或交叉跨越耦合系数的函数,应按表 16-24 选用;
a_A、a_B——输电线路与电信线路间斜接近段或交叉跨越段两端的距离(m),见图 16-10。

式 16-16 第二项中的"±"号:斜接近段取"-"号,交叉跨越段取"+"号。

表 16-24 $n(a)$、$N(a)$函数表达式

条件 / 函数	$a>0\begin{cases}\left\|\frac{b+c}{a}\right\|>0.1\\ \left\|\frac{b-c}{a}\right\|>0.1\end{cases}$	$a>0\begin{cases}\left\|\frac{b+c}{a}\right\|<0.1\\ \left\|\frac{b-c}{a}\right\|<0.1\end{cases}$
$n(a)$	$\ln\sqrt{\frac{a^2+(b+c)^2}{a^2+(b-c)^2}}$	$\frac{1}{2}\left[\left(\frac{b+c}{a}\right)^2-\left(\frac{b-c}{a}\right)^2\right]$
$N(a)$	$a\left[\ln\sqrt{\frac{a^2+(b+c)^2}{a^2+(b-c)^2}}+\frac{b+c}{a}\arctan\frac{a}{b+c}-\frac{b-c}{a}\arctan\frac{a}{b-c}\right]$	$a\left\{1.571\left(\frac{b+c}{a}-\frac{b-c}{a}\right)-\frac{1}{2}\left[\left(\frac{b+c}{a}\right)^2-\left(\frac{b-c}{a}\right)^2\right]\right\}$

注:b——输电线路导线对地平均高度(m);
c——输线路导线对地平均高度(m);
a——输电线路与电信线路间任意点接近距离(m)。

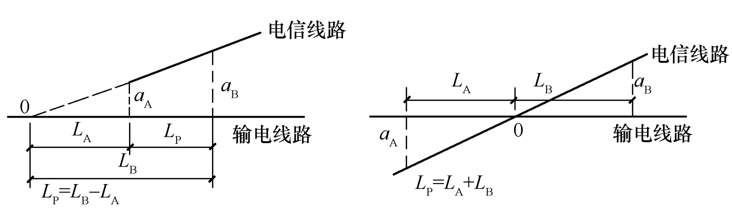


图 16-10 输电线路与电信线路斜接近或交叉相对位置图

5.3.2 在输电线路与电信线路的全部接近长度 L_p 中,若接近距离 a 全部大于式(16-17)计算值时(频率为 50Hz),容性耦合危险影响可忽略不计:

$$a=\frac{1}{12}\sqrt{U_n L_P} \quad (16\text{-}17)$$

式中:U_n——输电线路电压(V);
L_p——接近长度(km)。

16.5.4 危险影响防护措施

规范引用

《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

7.1.1 当输电线路对电信线路产生的危险影响电压超过允许值时,应根据具体情况,通过技术经济比较和协商,采取必要的防护措施,以保证人身和电信设备安全。可选用的防护措施如下:

1. 输电线路方面

(1)与电信线路保持合理的间距和交叉角。

(2)采用良导体地线。

(3)增设屏蔽线。

(4)限制单相接地短路电流,如尽可能减少变压器中性点接地总数等。

(5)缩短接地故障时间。

(6)降低杆塔接地装置的接地电阻。

(7)杆塔接地装置远离埋地电缆、埋地光缆方向敷设。

2. 电信线路方面

(1)在明线上加装放电器等保安设备。

(2)配备携带保安器。

(3)增设屏蔽线。

(4)改迁电信线路路径。

(5)改明线为电缆或光缆。

(6)采用屏蔽电缆或高屏蔽电缆以及提高电缆屏蔽效应的措施。

(7)电缆上加装电缆保安器。

(8)架空电缆、架空光缆吊线间隔一定距离接地。

(9)光缆线路接头处,金属构件不作电气连通,缩短光缆线路金属构件长度。

(10)送电线路杆塔接地装置附近,电缆、光缆金属构件避免接地。

(11)在送电线路接地装置与埋地电缆、埋地光缆间增设消弧线。

(12)在接近送电线路地段进行施工或检修时,电缆、光缆的金属构件应临时接地。

(13)采用无金属光缆。

(14)采用无线中继线路。

7.1.2 在架空电信明线上安装放电器的总数:对于载波回路,每增音段内的电信线路不应超过15处;对于音频回路不应超过25处。放电器安装允许处数是按维护情况考虑的。在特殊情况下,根据有关部门的协议,可装置更多的放电器。放电器对地电压及其接地电阻可按《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)附录D计算。

7.1.3 对绝缘强度高又不带避雷器的市话电缆,宜在分线箱(盒)处加装放电器。

7.1.4 有线广播馈电线经验算产生危险影响时,应在广播馈电线两终端更换或加装陶瓷放电管,并可考虑配备维护携带保安器或接地棒。

7.1.5 有线广播线路使用的放电器的放电电压应高于广播电压的峰值,但不应超过对地电压允许值。

16.5.5 干扰影响的计算

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

6.1 干扰影响计算规定

6.1.1 中性点直接接地系统的送电线路的计算应符合下列规定:

1. 对音频双线电话的干扰影响应按送电线路正常运行状态计算;应考虑输电线路基波和谐波电流、电压的感应影响。

2. 对线—地电报回路的干扰影响应按输电线路正常运行状态计算;应考虑输电线路基波电流、电压的感应影响。

3. 对受多条送电线干扰影响的电信线路,应按平方和的平方根计算多条输电线路的合成干扰影响。

6.1.2 中性点不直接接地系统的输电线路的计算应符合下列规定:

1. 对音频双线电话的干扰影响应按输电线路单相接地短路故障状态计算,同时应考虑送电线路基波和谐波电压的感应影响。

2. 对线—地电报回路的干扰影响应按输电线路单相接地短路故障状态计算,同时应考虑基波电压的感应影响。

3. 不考虑多条输电线路的合成干扰影响。

6.1.3 对传输音频信号的中继线或用户线应计算干扰影响,而对传输频分复用(FDM)或时分复用(TDM)的电信线路不应计算干扰影响。

6.1.4 对有金属外皮或埋设地下的无金属外皮电信电缆,应考虑磁干扰影响,而不应考虑静电干扰影响。

6.1.5 双线电话回路的干扰影响有环路影响和不平衡影响,但一般情况,环路影响可忽略不计。

6.1.6 在进行干扰影响计算时,应计入电信线传播效应的衰减系数。

6.1.7 当有屏蔽体时,应计入屏蔽体 800Hz 的屏蔽系数。

6.1.8 对兼作电话用的有线广播双线回路宜按音频双线电话回路计算干扰影响。

6.1.9 无金属线对的光缆线路不考虑干扰影响。

6.2 音频双线电话回路计算

6.2.1 一般情况下,中性点直接接地系统的送电线路对音频双线电话回路的干扰影响,可利用简化公式只计算不平衡影响的噪声计电动势分量 e_{bv}、e_{bI} 和 e_{rI}。总噪声计电动势 e 可按式(16-18)计算:

$$e = \sqrt{e_{bv}^2 + e_{bI}^2 + e_{rI}^2} \tag{16-18}$$

式中:e——音频双线电话回路总噪声计电动势(mV);

e_{bv}——输电线路电压平衡分量感应引起的不平衡影响噪声计电动势分量(mV);

e_{bI}——输电线路电流平衡分量感应引起的不平衡影响噪声计电动势分量(mV);

e_{rI}——输电线路电流剩余分量感应引起的不平衡影响噪声计电动势分量(mV)。

6.3 线—地电报回路计算

6.3.1 中性点直接接地系统的送电线路在正常运行情况下,在线—地电报回路中感应

的流过电报机的干扰电流可按式(16-19)计算：

$$I = \sqrt{I_{bv}^2 + I_{bI}^2 + I_{rI}^2} \tag{16-19}$$

式中：I_{bv}——输电线路电压平衡分量感应引起的流过电报机干扰电流分量(mA)；

I_{bI}——输电线路电流平衡分量感应引起的流过电报机干扰电流分量(mA)；

I_{rI}——输电线路电流剩余分量感应引起的流过电报机干扰电流分量(mA)。

16.5.6 干扰影响的防护措施

规范引用 《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》(DL 5033—2006)

7.2 干扰影响防护措施

当输电线路对电信线路感应产生的噪声计电动势或干扰电流超过干扰影响允许值时，应根据具体情况，通过技术经济比较和协商，采取必要的防护措施，以避免影响电信回路的正常工作。可选用的防护措施如下。

7.2.1 输电线路方面：

①与电信线路保持合理的间距和交叉角；

②采用良导体地线；

③增设屏蔽线。

7.2.2 电信线路方面：

①改明线为电缆或光缆；

②改迁电信线路路径；

③改有线通信为无线通信；

④增设屏蔽线；

⑤线—地电报改载波电报。

16.6 电线力学特性的计算

16.6.1 电线的力学特性

16.6.1.1 钢芯铝绞线的力学特性

(1)钢芯铝绞线的计算拉断力：

$$P_B = \eta_a \sigma_a f_a + \eta_g \sigma_{1\%} f_g$$

式中：η_a、η_g——铝线根数和钢丝根数；

σ_a——绞前铝线抗拉强度最小值(N/mm^2)；

f_a——铝线截面(mm^2)；

$\sigma_{1\%}$——钢丝伸长1%的应力(N/mm^2)；

f_g——钢丝截面(mm^2)。

(2)钢芯铝绞线的弹性系数和线膨胀系数，不同结构的铝钢比列于表16-25。

表 16-25 钢芯铝绞线的弹性系数和线膨胀系数

结构		铝钢截面比	最终弹性系数（实际值）		线膨胀系数（计算值）
铝	钢		N/mm^2	kgf/mm^2	l/℃
6	1	6.00	79 000	8100	19.1×10^{-6}
7	7	5.06	76 000	7700	18.5×10^{-6}
12	7	1.71	105 000	10 700	15.3×10^{-6}
18	1	18.00	66 000	6700	21.2×10^{-6}
24	7	7.71	73 000	7400	19.6×10^{-6}
26	7	6.13	76 000	7700	18.9×10^{-6}
30	7	4.29	80 000	8200	17.8×10^{-6}
	19	4.37	78 000	8000	18.0×10^{-6}
42	7	19.44	61 000	6200	21.4×10^{-6}
45	7	14.46	63 000	6400	20.9×10^{-6}
48	7	11.34	65 000	6500	20.5×10^{-6}
54	7	7.71	69 000	7000	19.3×10^{-6}
	19	7.90	67 000	6800	19.4×10^{-6}

注：①弹性系数值的精确度为±3000N/mm^2（±300kgf/mm^2）。

②弹性系数适用于受力在15%～50%计算拉断力的钢芯铝绞线。

16.6.1.2 镀锌钢绞线的力学特性

(1)钢绞线的公称抗拉强度分别为：1175、1270、1370、1470 和 1570N/mm^2 五个等级，送电线路的架空地线一般选用 1270N/mm^2。

(2)钢绞线内钢丝锌层级别分为 A、B、C 三级。A 级为特厚，B 级为厚，C 级为薄。送电线路的地线一般可选 B 级。

(3)钢绞线破断拉力＝钢丝破断拉力总和×换算系数。

换算系数：1×19 结构为 0.9；

1×3，1×7 结构为 0.92。

(4)《镀锌钢绞线》(YB/T 5004—2012)未列出弹性系数和线膨胀系数，在设计中，可采用如下数值。

①弹性系数：

$$E=18500\times9.80665=181400\text{MPa}$$

②线膨胀系数：

$$a=11.5\times10^{-6}℃^{-1}$$

16.6.2 电线单位荷载及比载

规范引用 《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

电线每米长度上的荷载简称单位荷载 g(N/m)，将其折算到电线单位截面上的荷载称

为比载 γ[N/(m·m^2)]，电线上各个单位荷载及比载的意义和计算式列于表 16-26。

表 16-26 电线单位荷载及比载计算表

单位荷载及比载类别	单位荷载/(N/m)		比载/[N/(m·mm^2)]]	
	符号	计算公式	符号	计算公式
自重力荷载	g_1	$9.80665\times p_1$	γ_1	g_1/A
冰重力荷载	g_2	$9.80665\times 0.9\pi\delta(\delta+d)\times 10^{-3}$	γ_2	g_2/A
自重力加冰重力荷载	g_3	g_1+g_2	γ_3	g_3/A
无冰时风荷载	g_4	$0.625v^2da\mu_{sc}\times 10^{-3}$	γ_4	g_4/A
覆冰时风荷载	g_5	$0.625v^2(d+2\delta)a\mu_{sc}\times 10^{-3}$	γ_5	g_5/A
无冰时综合荷载	g_6	$\sqrt{g_1^2+g_4^2}$	γ_6	g_6/A
覆冰时综合荷载	g_7	$\sqrt{g_3^2+g_5^2}$	γ_7	g_7/A

注：A 为电线截面积(mm^2)，p_1 为电线单位质量(kg/m)，d 为电线直径(mm)，δ 为电线覆冰厚度(mm)，v 为电线平均高度处的风速(m/s)，a 为电线风压不均匀系数，μ_{sc} 为电线体型系数，表中对重力加速度值取 9.80665m/s^2，对空气密度取 1.25kg/m^3。

16.6.3 电线悬挂曲线方程式

规 范 引 用 **《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)**

在送电线路中，电线是以杆塔为支持物而悬挂起来的。其悬挂曲线形状和表征参数如表 16-27 中所示。对于悬挂在两固定点 A、B 的一根柔软的(指不承受弯曲应力)且荷载沿线长均匀分布的绳索，其所形成的形状为“悬链线”。在送电线路中，当所使用的挡距足够大时，电线材料的刚性影响可以忽略，同时电线的荷载系沿线长均匀分布，则电线悬挂形状也可认为是“悬链线”。有关“悬链线”特性的公式列于表 16-27 中。从公式中可以看出悬链线方程包含着双曲线函数，计算比较复杂不便使用，故一般将悬链线公式简化为斜抛物线公式或平抛物线公式。所谓斜抛物线公式是近似地认为电线荷载沿悬挂点连线上均匀分布而简化得来。所谓平抛物线是近似地认为电线荷载沿悬挂点间的水平线上均匀分布而简化得来。另一方面也可以从悬挂线公式的级数展开式中取其主要项直接近似得到斜(平)抛物线公式，其公式相应地列于表 16-27 中。

表 16-27 电线应力弧垂公式一览表

参数 \ 公式类别		悬链线公式	斜抛物线公式	平抛物线公式
曲线方程	坐标 O 点位于电线最低点	$y=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left(\mathrm{ch}\frac{\gamma_x}{\sigma_0}-1\right)=\frac{\gamma x^2}{2\sigma_0}+\frac{\gamma^3x^4}{24\sigma_0^3}+\cdots$	$y=\frac{\gamma x^2}{2\sigma_0\cos\beta}$	$y=\frac{\gamma x^2}{2\sigma_0}$
	坐标 O 点位于电线悬挂点 A	$y'=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left[\mathrm{ch}\frac{\gamma(l_{0A}-x')}{\sigma_0}-\mathrm{ch}\frac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}\right]$；或 $y'=\frac{-2\sigma_0}{\lambda}\left[\mathrm{sh}\frac{\gamma(2l_{0A}-x')}{2\sigma_0}\mathrm{sh}\frac{\gamma x'}{2\sigma_0}\right]$	$y'=x'\mathrm{tg}\beta-\frac{\gamma x'(l-x')}{2\sigma_0\cos\beta}$	$y'=x'\mathrm{tg}\beta-\frac{\gamma x'(l-x')}{2\sigma 0}$

续表

参数	公式类别	悬链线公式	斜抛物线公式	平抛物线公式
电线弧垂	坐标 O 点位于电线最低点	$f_x=\gamma_A+\mathrm{tg}\beta(l_{0A}+x)-y$ $=\frac{2\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma(l_{0A}-x)}{2\sigma_0}\times\mathrm{sh}\frac{\gamma(l_{0A}+x)}{2\sigma_0}+$ $\mathrm{tg}\beta(l_{0A}+x)$	$f_x=\frac{\gamma(l_{0A}^2-x^2)}{2\sigma_0\cos\beta}+$ $\mathrm{tg}\beta(l_{0A}+x)$	$f_x=\gamma(l_{0A}^2-x^2)+$ $\mathrm{tg}\beta(l_{0A}+x)$
	坐标 O 点位于电线悬挂点 A	$f'_x=x'\mathrm{tg}\beta-y'$ $=x'\mathrm{tg}\beta+\frac{2\sigma_0}{\gamma}\left[\mathrm{sh}\frac{\gamma(2l_{0A}-x')}{2\sigma_0}\mathrm{sh}\left(\frac{\gamma x'}{2\sigma_0}\right)\right]$	$f'_x=\frac{\gamma x'(1-x')}{2\sigma_0\cos\beta}$ $=\frac{4x'}{l}$ $\left(1-\frac{x'}{l}\right)f_m$	$f'_x=\gamma x'(l-x')=$ $\frac{4x'}{l}\left(1-\frac{x'}{l}\right)f_m$
	最大弧垂	$f_m=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left[\mathrm{ch}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}\times\sqrt{1+\left(\frac{h}{\frac{2\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}\right)^2}-\right.$ $\sqrt{1+\left(\frac{h}{l}\right)^2}+$ $\left.\frac{h}{l}\times\left(\mathrm{sh}^{-1}\frac{h}{l}-\mathrm{sh}^{-1}\frac{h}{\frac{2\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}\right)\right]$	$f_m=\frac{\gamma l^2}{8\sigma_0\cos\beta}$ (挡距中央)	$f_m=\frac{\gamma l^2}{8\sigma_0}$ (挡距中央)
挡内线长		$L=\sqrt{\frac{4\sigma_0^2}{\gamma^2}\mathrm{sh}^2\frac{\gamma l}{2\sigma_0}+h^2}$ $=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left(\mathrm{sh}\frac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}+\mathrm{sh}\frac{\gamma l_{0B}}{\sigma_0}\right)$	$L=\frac{l}{\cos\beta}+\frac{\gamma^2 l^3\cos\beta}{24\sigma_0^2}$	$L=l+\frac{h^2}{2l}+\frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma_0^2}$
悬挂点应力	切线方向综合值	$\sigma_A=\sigma_0\mathrm{ch}\frac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}=\sigma_0+\gamma_{yA}$ $\sigma_A=\sigma_0\left[\left(\sqrt{1+\left(\frac{h}{\frac{2\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}\right)^2}\right)\times\mathrm{ch}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}-\frac{\gamma h}{2\sigma_0}\right]$ $\sigma_B=\sigma_0\left[\left(\sqrt{1+\left(\frac{h}{\frac{2\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}\right)^2}\right)\mathrm{ch}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}+\frac{\gamma h}{2\sigma_0}\right]$	$\sigma_A=\sqrt{\sigma_0^2+\frac{\gamma^2 l_{0A}^2}{\cos^2\beta}}$ $\sigma_B=\sqrt{\sigma_0^2+\frac{\gamma^2 l_{0B}^2}{\cos^2\beta}}$	$\sigma_A=\sigma_0+\frac{\gamma^2 l_{0A}^2}{2\sigma_0}$ $\sigma_B=\sigma_0+\frac{\gamma^2 l_{0B}^2}{2\sigma_0}$
	垂直分量	$\sigma_{AV}=\gamma l_{0A}=\sigma_0\mathrm{sh}\frac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}$ $\sigma_{BV}=\gamma l_{0B}=\sigma_0\mathrm{sh}\frac{\gamma l_{0B}}{\sigma_0}$	$\sigma_{AV}=\frac{\gamma}{\cos\beta}l_{0A}$ $\sigma_{BV}=\frac{\gamma}{\cos\beta}l_{0B}$	$\sigma_{AV}=\gamma l_{0A}$ $\sigma_{BV}=\gamma l_{0B}$
电线最低点到悬挂点电线间水平距离		$l_{0A}=\frac{l}{2}-\frac{\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}^{-1}\frac{\gamma h}{2\sigma_0\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}$ $l_{0B}=\frac{l}{2}+\frac{\sigma_0}{\gamma}\mathrm{sh}^{-1}\frac{\gamma h}{2\sigma_0\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_0}}$	$l_{0A}=\frac{l}{2}-\frac{\sigma_0}{\gamma}\sin\beta$ $l_{0B}=\frac{l}{2}+\frac{\sigma_0}{\gamma}\sin\beta$	$l_{0A}=\frac{l}{2}-\frac{\sigma_0}{\gamma}\mathrm{tg}\beta$ $l_{0B}=\frac{l}{2}+\frac{\sigma_0}{\gamma}\mathrm{tg}\beta$
电线悬挂点到电线最低点间垂直距离		$y_A=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left(\mathrm{ch}\frac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}-1\right)$ $y_B=\frac{\sigma_0}{\gamma}\left(\mathrm{ch}\frac{\gamma l_{0B}}{\sigma_0}-1\right)$	$y_{0A}(y_{0B})=\frac{\gamma l^2_{0A(0B)}}{2\sigma_0\cos\beta}$ $=f_m\left(1\mp\frac{h}{4f_m}\right)^2$	$y_{0A}(y_{0B})=\frac{\gamma l^2_{0A(0B)}}{2\sigma_0}$ $=f_m\left(1\mp\frac{h}{4f_m}\right)^2$

续表

公式类别 / 参数	悬链线公式	斜抛物线公式	平抛物线公式
电线悬挂点电线悬垂角(倾斜角)	$\theta_A=\mathrm{tg}^{-1}\mathrm{sh}\dfrac{\gamma l_{0A}}{\sigma_0}$ $\theta_B=\mathrm{tg}^{-1}\mathrm{sh}\dfrac{\gamma l_{0B}}{\sigma_0}$	$\theta_A(\theta_B)=\mathrm{tg}^{-1}\left(\dfrac{\gamma l}{2\sigma_0\cos\beta}\mp\dfrac{h}{l}\right)$	$\theta_A(\theta_B)=\mathrm{tg}^{-1}\left(\dfrac{\gamma l}{2\sigma_0}\mp\dfrac{h}{l}\right)$

16.6.4 各种设计挡距的计算

16.6.4.1 代表挡距的计算

规范引用 《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

对于耐张段间(两基相邻的耐张杆塔间)具有若干悬挂悬垂绝缘子串的直线杆塔的连续挡中,各挡电线水平应力 σ_0 是按同一值架设的。但当气象条件变化时,由于各挡的挡距线长及高差不一定相同,各挡应力变化就不完全相同,从而使直线杆塔上出现不平衡张力差,使悬垂绝缘子串产生偏斜。偏斜后使各挡应力趋于基本相同的某一数值。这个应力可称为耐张段内的代表应力,其值是用耐张段内的所谓"代表挡距"代入电线状态方程式中求出的。

(1)常用的代表挡距,系不考虑悬挂点有高差的情况得出的,其式为:

$$l_r=\sqrt{\frac{l_1^3+l_2^3+l_3^3+\cdots+l_n^3}{l_1+l_2+l_3+\cdots+l_n}}=\sqrt{\frac{\sum l^3}{\sum l}} \qquad (16\text{-}20)$$

式中: l_r——代表挡距(m);

l_1、l_2、…、l_n——耐张段内各挡的挡距(m)。

(2)考虑高差影响的代表挡距 l_r 与代表高差角 β_r,是与考虑高差影响的电线状态方程式(16-20)相配合,其算式为

$$l_r=\frac{1}{\cos\beta_r}\left(\frac{I_1^3\cos\beta_1+I_2^3\cos\beta_2+\cdots+I_3^3\cos\beta_n}{\dfrac{l_1}{\cos\beta_1}+\dfrac{l_2}{\cos\beta_2}+\cdots+\dfrac{l_n}{\cos\beta_n}}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$$=\frac{1}{\cos\beta_r}\left(\frac{\sum l^3\cos\beta}{\sum\dfrac{l}{\cos\beta}}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad (16\text{-}21)$$

$$\cos\beta_t=\frac{\dfrac{l_1}{\cos\beta_1}+\dfrac{l_2}{\cos\beta_2}+\cdots+\dfrac{l_n}{\cos\beta_n}}{\dfrac{l_1}{\cos^2\beta_1}+\dfrac{l_2}{\cos^2\beta_2}+\cdots+\dfrac{l_n}{\cos^2\beta_n}}$$

$$=\frac{\sum\dfrac{l}{\cos\beta}}{\sum\dfrac{l}{\cos^2\beta}} \qquad (16\text{-}22)$$

式(16-21)和式(16-22)中的 $l_1,l_2,\cdots,l_n$ 及 $\beta_1,\beta_2,\cdots,\beta_n$ 分别为耐张段内各挡的挡距及高差角。

16.6.4.2 水平挡距的计算

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

当计算杆塔结构所承受的电线横向(风)荷载时,通常近似认为是电线单位长度上的风压与杆塔两侧挡距平均值之乘积,两侧挡距平均值称为“水平挡距”,即:

$$l_h = (l_1 + l_2)/2 \tag{16-23}$$

在高差较大且又需要准确地计算杆塔的水平荷载时,其水平挡距为:

$$l_h = \frac{\left(\dfrac{l_1}{\cos\beta_1} + \dfrac{l_2}{\cos\beta_2}\right)}{2} \tag{16-24}$$

式中:l_h——水平挡距(m);

β_1、β_2——分别为杆塔两侧高差角;

l_1、l_2——分别为杆塔两侧的挡距(m)。

16.6.4.3 垂直挡距的计算

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

当计算杆塔结构所承受的电线垂直荷载时,通常近似的认为是电线单位长度的垂直重量与杆塔两侧电线最低点(O点)间的水平距离的乘积,此挡距系供计算垂直荷载之用,故称为“垂直挡距”,常用计算式为:

$$l_v = l_{1v} + l_{2v} = \left(\frac{l_1}{2} + \frac{\sigma_{10} h_1}{\gamma_v l_1}\right) + \left(\frac{l_2}{2} + \frac{\sigma_{20} h_2}{\gamma_v l_2}\right) \tag{16-25}$$

当杆塔为直线杆塔时,$\sigma_{10} = \sigma_{20} = \sigma_0$,则:

$$l_v = \frac{l_1 + l_2}{2} + \frac{\sigma_0}{\gamma_v}\left(\frac{h_1}{l_1} + \frac{h_2}{l_2}\right) = l_h + \frac{\sigma_0}{\gamma_v}\alpha \tag{16-26}$$

式中:l_{1v}、l_{2v}——分别为某一杆塔两侧的垂直挡距(m);

σ_{10}、σ_{20}——分别为某一杆塔两侧的电线水平应力(N/mm^2);

α——杆塔的综合高差系数;

l_1、l_2、l_h——分别为杆塔两侧的挡距和杆塔的水平挡距(m);

h_1、h_2——分别为杆塔两侧的悬挂点高差(m),当邻塔悬挂点低时取正号,反之取负号;

σ_0——耐张段内的电线水平应力(N/mm^2),对于耐张塔,应取两侧可能不同的应力,按对应注角号分开计算垂直挡距;

γ_v——电线的垂直比载[$N/(m \cdot mm^2)$]。

16.6.5 电线应力弧垂曲线计算

16.6.5.1 控制应力的选定

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

1. 电线最大使用应力的选定

电线发生最大应力时(如最大风,冰荷载或最低气温时),应具有一定的安全系数。以安全系数 F 除电线的破坏强度 σ_{ts}(或抗拉强度),即得电线最大使用应力(指电线最低点的水平应力),以式(16-27)表示:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{ts}}{F} \tag{16-27}$$

式中:σ_m ——最大使用应力(N/mm^2);

σ_{ts} ——电线的破坏强度(N/mm^2);

F——电线的安全系数。

设际规程规定,电线的安全系数不应小于 2.5,地线的安全系数宜大于导线的安全系数。在大跨越的稀有气象条件下和重冰区的较少出现的覆冰情况下,导线在弧垂最低点的最大应力,均应按不超过瞬时破坏应力的 60%;悬挂点不超 66%验算。

如悬挂点高差过大,正常情况应验算悬挂点应力。悬挂点应力可较弧垂最低点应力高 10%。

架设在滑轮上的导线或地线,应计算悬挂点局部弯曲引起的附加应力。

2.平均运行应力的限制

为了防止电线振动的危害,就需要对电线的平均运行应力有一个限制。设计规程规定:当有防振措施的情况下,导线及地线的平均运行应力不得超过拉断应力的 25%。

3.地线截面与使用应力的选定

(1)按线路设计技术规程规定,地线与导线之截面配合,当地线采用镀锌钢绞线时应符合表 16-28 的规定。

表 16-28 地线采用镀锌钢绞线时与导线配合表

导线型号	LGJ-185/30 及以上	LGJ-185/45～LGJ-400/50	LGJ-400/65 及以上和 500kV 线路
镀锌钢绞线最小标截面 /mm^2	35	50	70

(2)根据防雷要求,在大气过电压气象条件时(+15℃、无风、无冰),导线与地线在挡距中央应保持($0.012l+1$)米的间距,此处 l 为挡距。设计时须按此要求选定地线于 15℃时各代表挡距下的应力,并以此应力做为已知有效控制条件,再用状态方程式求出其最大使用应力,平均运行应力及其他条件下的应力。若求出的最大使用应力与平均运行应力超出或过低于规定数值,可在杆塔地线保护角满足要求的情况下,适当放大或缩小导线与地线悬挂点间的距离,使之较均衡地满足各控制条件。

一般地线弧垂应小于导线弧垂。对重冰区尚应检查导线不同期脱冰时,地线不应垂于导线下方。

根据间距要求,地线在+15℃、无风、无冰时的应力 σ_g 可由下式算出:

$$\sigma_g = \frac{\gamma_g}{\dfrac{\gamma_c}{\sigma_g} - \dfrac{8\left[\sqrt{(0.012l_x+1)^2 - s^2} - h\right]}{l_x^2}} \tag{16-28}$$

式中:s、h——导线和地线在杆塔上悬挂点间的水平间距和垂直间距(m);

γ_c、γ_g ——导线和地线的自重力比载[$N/(m \cdot mm^2)$];

σ_c 、σ_g ——导线和地线在某代表挡距下+15℃、无风、无冰时的应力(N/mm²);

l_x——可能在工程中出现的挡距范围内,使地线应力 σ_g 为最大值的挡距(m)。

上式中 l_x一般用控制挡距 l_c代入,控制挡距由式(3-3-18)求得。

$$\left.\begin{aligned} h &= \frac{(0.012l_c)^2 + 0.036l_c - 2(s^2 - 1)}{2\sqrt{(1 + 0.012l_c)^2 - s^2}} \\ \text{当 } s = 0 \text{ 时} \quad l_c &= \frac{h - l}{0.006} \end{aligned}\right\} \tag{16-29}$$

如已知 h、s 求解上式中的 l_c是比较空难的,除非用电子计算机程序求解。

16.6.5.2 临界挡距及其选定

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

电线上的应力随着气象情况而变化。如果对于某一种气象情况,指定其应力不得超过某一数值,则该情况就成为设计中的一个控制条件。例如,最大使用应力和平均运行应力,其相应的气象条件为最大荷载(风、冰)、最低气温及平均气温。因此这些气象情况就成为几个不同的控制条件,在各代表挡距下,电线应力均不应超出各控制条件。各控制条件可能在不同的挡距范围内起控制作用,而在某一挡距下可能某两个控制条件同时起控制作用,超过此挡距时是一个条件控制,而小于此挡距时则是另一个条件控制。此挡距称为该两个控制条件的临界挡距。所以设计中在确定了最大使用应力和平均运行应力的数值后,还必须根据指定的气象情况确定出临界挡距,划分出各控制条件起控制作用的挡距范围,然后才能计算其他气象情况下的应力和弧垂。这样算得的应力值才能保证在任何挡距下均不超过所选定的最大使用应力或平均运行应力。临界挡距为:

$$l_J = \sqrt{\frac{\frac{24}{E}(\sigma_m - \sigma_n) + 24a(t_m - t_n)}{\left(\frac{\gamma_m}{\sigma_m}\right)^2 - \left(\frac{\gamma_n}{\sigma_n}\right)^2}} \tag{16-30}$$

若两控制条件下的电线允许应力值相等($\sigma_m = \sigma_n$)时,则临界挡距为:

$$l_J = \sigma_m \sqrt{\frac{24a(t_m - t_n)}{\gamma_m^2 - \gamma_n^2}} \tag{16-31}$$

式中:l_J——临界挡距(m);

σ_m、σ_n——分别为两种控制条件下允许的使用应力(N/mm²);

t_m、t_n——分别为两种控制条件下的气温(℃);

γ_m、γ_n——分别为两种控制条件下的电线比载[N/(m·mm²)];

α——电线的温度线膨胀系数,1/℃;

E——电线的弹性系数(N/mm²)。

16.6.6 具有非均布荷载的孤立挡电线应力弧垂计算

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

“非均布荷载的孤立挡”系指该挡两侧用耐张塔与其他挡隔开且电线上附加有集中荷藏(如耐张绝缘子串,“T”接引下线、上人检修等)的挡距。这种挡距在变电所进出口及所内架

空母线、线路跨越重要设施等地方经常出现。

由于孤立挡内的电线上附加了集中的或不均匀分布的荷载，对电线的应力、弧垂、线性等计算产生影响(不同于均布荷载)，特别在挡距较小(如 200m 以下)，耐张绝缘子串的均布单位荷载远大于电线的单位荷载时，其影响更甚，若用一般的均布荷载计算法(不计算集中荷载及耐张串荷载)，所产生的应力弧垂计算误差将达到不能容许的程度，故对这种挡距应逐挡分别计算或校验。

(一)孤立挡堤岸线弧垂计算

对于电线两端具有耐张绝缘子串及挡内悬有集中荷载的电线任一点弧垂按式(3-3-22)计算。

$$f_{\mathrm{x}} = \frac{\tau_{\mathrm{A}} x - M_{\mathrm{x}}}{\sigma_0} \tag{3-3-22}$$

式中：f_x——挡距内距悬挂点 x 处 C 点的电线弧重(m)；

σ_0——电线水平应力($\mathrm{N/mm^2}$)；

τ_{A}——挡内折换到导线单位截面上的全部荷载在悬点 A 引起的相当于简支梁的支点切应力($\mathrm{N/mm^2}$)；

M_x——x 长度内(即 C 点左侧)各单位截面上的荷载对 C 点的弯矩($\mathrm{N \cdot m/mm^2}$)。

$$\tau_{\mathrm{A}} = \frac{1}{l}\left[\sum \frac{\gamma}{\cos\beta}\Delta l\left(\frac{\Delta l}{2} + b_\gamma\right) + \sum qb\right] \tag{16-33}$$

式中：Δl——均布荷载段水平长度(m)；

γ——均布荷载段沿线轴的比载[$\mathrm{N/(m \cdot mm^2)}$]；

b_γ——均布荷载段末端至悬点 B 的水平距离(m)；

l——挡距(m)；

β——悬点间高差角(°)；

q——单位截面上的集中荷载($\mathrm{N/mm^2}$)；

b——集中荷载至悬点 B 的水平距离(m)。

(二)孤立挡电线应力状态方程式

(1)由于集中荷载作用，计算线长和应力时也要考虑其影响，若不考虑施工“过牵引”及杆塔挠度的因素，按斜抛物线方程求得电线的应力状态方程式为

$$\sigma_n^2\left\{\sigma_n + \left[\frac{K_m}{\sigma_m^2} - \sigma_m + \alpha E\cos\beta \times (t_n - t_m)\right]\right\} = K_n \tag{16-24}$$

式中：σ_m、σ_n——分别为已知情况和待求情况的水平应力($\mathrm{N/mm^2}$)；

t_m、t_n——分别为已知情况和待求情况的气温(℃)；

a、E——分别为电线的温度线膨胀系数(1/℃)；弹性系数($\mathrm{N/mm^2}$)；

β——电线悬挂点高差角(°)(等高时 $\beta=0°$)；$F_m = \dfrac{K_m}{\sigma_m^2} - (\sigma_m + \alpha E\cos\beta\, t_m)$ 为已知条件系数；

K_m、K_n——分别为已知情况和待求情况电线的线长参数。

(2)当孤立挡架设挂线时，为使紧线侧的耐张绝缘子串容易挂到杆塔的悬挂点上，往往要将绝缘子串拉出挡外一段长度 ΔL(即过牵引长度)，当挡距较小时，这种过牵引引起的应力增大很大，往往使电线和杆塔不能承受，因此一般要采用各种措施减少过牵引长度到 50～200mm 范围，且要对过拉时的应力和杆塔强度等进行验算，其应力状态方程式为

$$\sigma_n^2\left\{\sigma_n+\left[\frac{K_m}{\sigma_m^2}-\sigma_m+\alpha E\cos\beta(t_n-t_m)-\frac{E\Delta L\cos^2\beta}{l_t}\right]\right\}=K_n \tag{16-25}$$

式中：ΔL——挂线时绝缘子串过拉长度(m)；

l_1——扣除两侧绝缘子串的挡距长度(m)，其它符号含义与式(16-24)中相同。

(3)应力状态方程式中的 K 值计算；K 值系计算线长中的参数，因此，它和各种情况下的荷载大小及布置位置有关，其普遍算式为

$$K=\frac{E\cos^6\beta}{6l_1}\sum\frac{\left[\tau_i^3-(\tau'_i)^3\right]}{\gamma_i} \tag{16-26}$$

式中：τ_i、τ'_i——第 i 个均布荷载段左、右两端的简支梁荷载切应力(N/mm^2)；

γ_i——第 i 个均布荷载段单位长度上的比载 [$N/(m·mm^2)$]，对导线为 γ；对耐张绝缘子串，亦假定为均布荷载，折算到导线单位截面上的绝缘串单位长度上的比载 $\gamma_i=\frac{G}{A\lambda}$，$G$ 为耐张串荷载(N)；λ 为串长(m)；A 为导线截面积(mm^2)；

β——挡距两端导线悬挂点间的高差角，$\beta=\mathrm{tg}^{-1}\left(\frac{h}{l}\right)$，(°)；

E——导线弹性系数(N/mm^2)。

(三)孤立挡电线应力中的有效控制条件判别与选定

(1)孤立挡的已知控制条件：对于进出变电所的孤立挡，除由于变电所进出线构架在各种情况下允许的最大使用张力外(如覆冰、大风、安装过牵引等情况)，还往往因挡内有旁路母线等被跨越物要求在不同情况下保证一定的跨越间距，而限定电线的最小允许张力或应力(如最高气温、带电上人检修等情况)。在进行孤立挡的施工应力、弧垂计算前，首先根据构架和初步设定的终端杆塔高度以及被跨越物尺寸、集中引下线等参数、由各种情况下交叉物上方允许的最大弧垂 f_x 求出最小容许的应力，作为已知可能控制条件之一。各种情况下允许的各种最大应力也是已知可能控制条件。然而真正起控制作用的往往只有其中之一，即有效控制条件，可利用已知条件的 F 系数来判定。

(2)孤立挡的已知控制条件 F 系数式计算如下。

①最大允许应力条件的 F 系数式：

当非挂线过牵引情况时(如覆冰，大风等)，

$$F_{aM_x}=\frac{K_{Mx}}{\sigma_{Mx}^2}-(\sigma_{Mx}+\alpha E\cos\beta t_{Mx}) \tag{16-27}$$

式中：K_{Mx}——线长参数；

σ_{Mx}——最大允许应力(N/mm^2)；

t_{Mx}——气温(℃)；

a、E、β 的含义与式(16-24)、式(16-25)中相同。

16.6.7 直线杆塔上电线纵向不平衡张力的计算

《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

规范引用

高压送电线路的直线杆塔正常运行时，纵向不平衡张力都较小。但在导地线发生断线情况或出现不均匀覆冰等情况时，将产生较大的纵向不平衡张力，其中断线情况的纵向不平衡张力在设计规程中已有明确的规定。不均匀覆冰引起的纵向不平衡张力主要是对

设计覆冰厚度不小于 20mm 的直线杆塔而言。220kV 及以下电压等级的不均匀覆冰引起的纵向不平衡张力在电规送(1998)12 号《重冰区架空送电线路设计技术规定》(试行)中已有规定。

对于采用分裂导线的线路来说，为使不平衡张力不得超过断线情况的张力，对重冰区的直线杆塔的覆冰不均匀引起的不平衡张力进行计算和校验是必要的。计算纵向不平衡张力可用图解法和通用曲线法，现介绍通用曲线法如下。

当耐张段内有无限多个等高的等挡距时，设耐张段中央某直线杆的一侧所有挡距内导线覆有设计冰厚，而另一侧所有挡距内均无冰或覆轻冰，则耐张段中央分界直线杆塔上的不平衡张力可用图 16-11 中的曲线近似的解出，其求解方法如下。

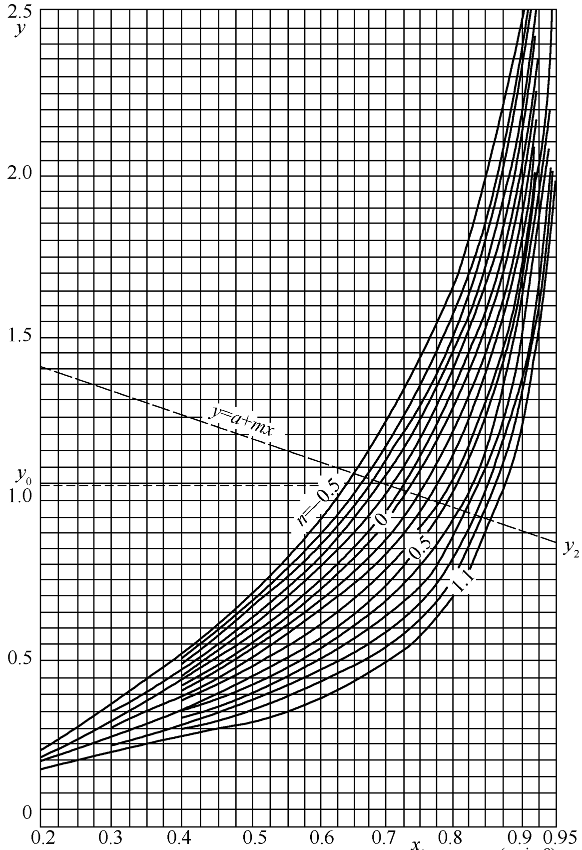


图 16-11 覆冰不均匀不平衡张力计算曲线

作直线 $y=a+mx$ 绘于图 16-11 中，与图中曲线 $y_n=\frac{x}{\sqrt{1-x^2}}-nx^2$ 交于一点(n 为已知参变数)，设其交点的对应横坐标为 x_0，由 x_0 查 $n=0$ 曲线上所对应的纵坐标 y_0，则覆冰不均匀分界直线杆塔上的不平衡张力即可按下式求出。

$$\Delta T=\frac{x_0}{\sqrt{1-x_0^2}}G_0=y_0G_0$$

设：

$$\left.\begin{aligned}
&b=\frac{\gamma^2 l^3}{4\sigma^2};c=\frac{l\sigma}{E}+\frac{b}{3}\\
&d=\frac{A\sigma\lambda}{G}\\
&M=\frac{1}{2d}-\sqrt{\left(\frac{1}{2d}\right)^2+\left(1+\frac{b}{2l}\right)/ed}\\
&N=\left(\frac{b}{2c}\right)\frac{(1-dM)M^2}{(1-dM)-dM(2+cM)}
\end{aligned}\right\}$$

$$\left.\begin{aligned}
&\text{则}\quad a=(\sigma_1-\sigma_2)\frac{A}{G_0}\\
&m=\frac{\lambda_0 A}{G_0}(\sigma_1 M_1+\sigma_2 M_2)\\
&n=\frac{\lambda_0^2 A}{G_0}(\sigma_1 N_1-\sigma_2 N_2)\\
&\text{其中}\quad G_1=\frac{G_J}{2}+Al\gamma_{3(100\%)}\\
&G_2=\frac{G_J}{2}+Al\gamma_{3(x\%)}\\
&G_0=\frac{G_J}{2}+\frac{Al}{2}[\gamma_{3(100\%)}+\gamma_{3(x\%)}]
\end{aligned}\right\}$$

式中：A——导线截面积(mm^2)；

l——挡距(m)；

E——导线弹性系数(N/mm^2)；

γ——导线比载[$N/(m\cdot mm^2)$]；

λ——悬垂绝缘子串长度(m)；

G_J——绝缘子串重力(N)；

G——垂直荷载(N)，按两侧覆冰大小计算，分别以 G_1、G_2 代表；

σ——假想的导线初始应力(即覆冰不均匀时，假想悬垂绝缘子串均不产生偏斜，即各挡假想互相孤立变化时的应力)(N/mm^2)。

以上各项应分别附加注脚“1”或“2”，以区别不同覆冰的左右侧，且应力大的一侧(即覆冰 100%设计冰重)，加注脚“1”，使 $\sigma_1>\sigma_2$、注脚“0”者为覆冰不同分界杆塔上的所属量。

16.7 各种杆塔荷载的一般规定及计算

16.7.1 杆塔形式

《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

规范引用

9.0.1 杆塔类型宜符合下列规定：

1. 杆塔按其受力性质，宜分为悬垂型、耐张型杆塔。悬垂型杆塔宜分为悬垂直线和悬垂转角杆塔；耐张型杆塔宜分为耐张直线、耐张转角和终端杆塔。

2. 杆塔按其回路数，应分为单回路、双回路和多回路杆塔。单回路导线即可水平排列，也可三角排列或垂直排列；双回路和多回路杆塔导线可按垂直排列，必要时可考虑水平和垂直组合方式排列。

9.0.2　杆塔的外形规划与构件布置应按照导线和地线排列方式，并应以结构简单、受力均衡、传力清晰、外形美观为原则，同时应结合占地范围杆塔材料、运行维护、施工方法、制造工艺等因素在充分进行设计优化的基础上选取技术先进、经济合理的设计方案。

9.0.3　杆塔使用宜遵守以下原则：

1. 对不同类型杆塔的选用，应依据线路路径特点，按照安全可靠、经济合理、维护方便和有利于环境保护的原则进行。

2. 在平地和丘陵等便于运输和施工的非农田和非繁华地段，可因地制宜地采用拉线杆塔和钢筋混凝土杆。

3. 对于山区线路杆塔，应依据地形特点，配合不等高基础，采用全方位长短腿结构形式。

4. 对于线路走廊拆迁或清理费用高以及走廊狭窄的地带，宜采用导线三角形或垂直排列的杆塔，并考虑 V 形、Y 形和 L 型绝使用的可能性，在满足安全性和经济性的基础上减小线路走廊宽度。轻、中冰区线路宜结合远景规划，采用双回路或多回路杆塔；重冰区线路宜采用单回路导线水平排列的杆塔；城区或市郊线路可采用钢管杆。

5. 对于悬垂直线杆塔，当需要兼小角度转角，且不增加杆塔头部尺寸时，其转角度数不宜大于 3°。悬垂转角杆塔的转角度数，对 330kV 及以下线路杆塔不宜大于 10°；对 500kV 及以上线路杆塔不宜大于 20°。

16.7.2　杆塔荷载

规范引用　《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

10.1.1　荷载分类宜符合下列要求：

1. 永久荷载：导线及地线、绝缘子及其附件、杆塔结构、各种固定设备、基础以及土体等的重力荷载；拉线或纤绳的初始张力、土压力及预应力等荷载。

2. 可变荷载：风和冰(雪)荷载；导线、地线及拉线的张力；安装检修的各种附加荷载；结构变形引起的次生荷载以及各种振动动力荷载。

10.1.2　杆塔的作用荷载宜分为横向荷载、纵向荷载和垂直荷载。

10.1.3　各类杆塔均应计算线路正常运行情况、断线情况、不均匀覆冰情况和安装情况下的荷载组合组合，必要时尚应验算地震等罕见情况。

10.1.4　各类杆塔的正常运行情况，应计算下列荷载组合：

1. 基本风速、无冰、未断线(包括最小垂直荷载和最大水平荷载组合)。

2. 设计覆冰、相应风速及气温、未断线。

3. 最低气温、无冰、无风、未断线(适用于终端和转角杆塔)。

10.1.5　悬垂型杆塔(不含大跨越悬垂型杆塔)的断线情况，应按－5℃、有冰、无风的气象条件，计算下列荷载组合。

1. 对单回路杆塔，单导线断任意一相导线(分裂导线任意一相导线有纵向不平衡张力)，地线未断；断任意一根地线，导线未断。

2. 对双回路杆塔，同一挡内，单导线断任意两相导线(分裂导线任意两相导线有纵向

不平衡张力);同一挡内,断一根地线,单导线断任意一相导线(分裂导线任意一相导线有纵向不平衡张力)。

3. 对多回路杆塔,同一挡内,单导线断任意三相导线(分裂导线任意三指导线有纵向不平衡张力);同一挡内,断一根地线,单导线断任意两相导线(分裂导线任意两相导线有纵向不平衡张力)。

10.1.6 耐张型杆塔的断线情况应接−5℃、有冰、无风的气象条件,计算下列荷载组合。

1. 对单回路和双回路杆塔,同一挡内,单导线断任意两相导线(分裂导线任意两相导线有纵向不平衡张力)、地线未断;同一挡内,断任意一根地线,单导线断任意一相导线(分裂导线任意一相导线有纵向不平衡张力)。

2. 对多回路塔,同一挡内,单导线断任意三相导线(分裂导线任意三相导线有纵向不平衡张力)、地线未断;同一挡内,断任意一根地线,单导线断任意两相导线(分裂导线任意两相导线有纵向不平衡张力)。

10.1.7 10mm 及以下冰区导、地线断线张力(或分裂导线纵向不平衡张力)的取值应符合表 16-28 规定的导、地线最大使用张力的百分数,垂直冰荷载取 100%设计覆冰荷载。

表 16-28 10mm 及以下冰区导、地线断线张力(或分裂导线纵向不平衡张力)(%)

地形	地线	悬垂塔导线			耐张塔导线	
		单导线	双分裂导线	双分裂以上导线	单导线	双分裂及以上导线
平丘	100	50	25	20	100	70
山地	100	50	30	25	100	70

10.1.8 10mm 冰区不均匀覆冰情况的导、地线不平衡张力的取值应符合表 16-29 规定的导、地线最大使用张力的百分数。垂直冰荷载按 75%设计覆冰荷载计算。相应的气象条件按−5℃、10m/s 风速的气象条件计算。

表 16-29 不均匀覆冰情况的导、地线不平衡张力(%)

悬垂型杆塔		耐张型杆塔	
导线	地线	导线	地线
10	20	30	40

10.1.9 各类杆塔均应考虑所有导、地线同时同向有不均匀覆冰的不平衡张力。

10.1.10 各类杆塔在断线情况下的断线张力(分裂导线纵向不平衡张力),以及不均匀覆冰情况下的不平衡张力均应按静态荷载计算。

10.1.11 防串倒的加强型悬垂型杆塔,除按常规悬垂型杆塔工况计算外,还应按所有导、地线同侧有断线张力(分裂导线纵向不平衡张力)计算。

10.1.12 各类杆塔的验算覆冰荷载情况,按验算冰厚、−5℃、10m/s 风速,所有导、地线同时同向有不平衡张力。

10.1.13 各类杆塔的安装情况,应按 10m/s 风速、无冰、相应气温的气象条件考虑下列荷载组合。

1. 悬垂型杆塔的安装荷载应符合下列规定:

(1)提升导、地线及其附件时的作用荷载。包括提升导、地线、绝缘子和金具等重量(一

般按 2.0 倍计算)、安装工人和工具的附加荷载,应考虑动力系数 1.1,附加荷载标准值宜符合表 16-30 的规定。

表 16-30 附加荷载标准值 (单位:kN)

电压/kV	导线		地线	
	悬垂型杆塔	耐张型杆塔	悬垂型杆塔	耐张型杆塔
110	1.5	2.0	1.0	1.5
220～330	3.5	4.5	2.0	2.0
500～750	4.0	6.0	2.0	2.0

(2)导线及地线锚线作业时的作用荷载。锚线对地夹角不宜大于 20°,正在锚线相的张力应考虑动力系数 1.1。挂线点垂直荷载取锚线张力的垂直分量和导、地线重力和附加荷载之和,纵向不平衡张力分别取导、地线张力与锚线张力纵向分量之差。

2. 耐张型杆塔的安装荷载应符合下列规定。

(1)导线及地线荷载:

锚塔:锚地线时,相邻挡内的导线及地线均未架设;锚导线时,在同挡内的地线已架设。

紧线塔:紧地线时,相邻挡内的地线已架设或未架设,同挡内的导线均未架设;紧导线时,同挡内的地线已架设,相邻挡内的导、地线已架设或未架设。

(2)临时拉线所产生的荷载:锚塔和紧线塔均允许计及临时拉线的作用,临时拉线对地夹角不应大于 45°,其方向与导、地线方向一致,临时拉线一般可平衡导、地线张力的 30%。500kV 及以上杆塔,对 4 分裂导线的临时拉线按平衡导线张力标准值 30kN 考虑,6 分裂及以上导线的临时拉线按平衡导线张力标准值 40kN 考虑,地线临时拉线按平衡地线张力标准值 5kN 考虑。

(3)紧线牵引绳产生的荷载:紧线牵引绳对地夹角宜按不大于 20°考虑,计算紧线张力时应计及导、地线的初伸长、施工误差和过牵引的影响。

(4)安装时的附加荷载:宜按表 16-30 的规定取值。

3. 导、地线的架设次序,宜考虑自上而下地逐相(根)架设。对于双回路及多回路杆塔,应按实际需要,可考虑分期架设的情况。

4. 与水平面夹角不大于 30°且可以上人的铁塔构件,应能承受设计值 1000N 人重荷载,且不应与其他荷载组合。

10.1.14 终端杆塔应计及变电站(或升压站)一侧导线及地线已架设或未架设的情况。

10.1.15 计算曲线型铁塔时,应考虑沿高度方向不同时出现最大风速的不利情况。

10.1.16 位于地震烈度为 7 度及以上地区的混凝土高塔和位于地震烈度为 9 度及以上地区的各类杆塔均应进行抗震验算。

10.1.17 外壁坡度小于 2%的圆筒形结构或圆管构件,应根据雷诺数 R_e 的不同情况进行横风向风振(旋涡脱落)校核。

10.1.18 导线及地线的水平风荷载标准值和基准风压标准值,应按下式计算:

$$W_x = \alpha W_O \mu_z \mu_{sc} \beta_c d L_p \sin^2\theta \quad (16\text{-}28)$$

$$W_O = V^2/1600 \quad (16\text{-}29)$$

式中:W_x——垂直于导线及地线方向的水平风荷载标准值(kN)

a——风压不均匀系数,应根据设计基本风速,按表 16-31 的规定确定,当校验杆塔电

气间隙时，a 随水平挡矩变化取值按表 16-32 的规定确定；

β_c——500kV 和 750kV 线路导线及地线风荷载调整系数，仅用于计算作用于杆塔上的导线及地线风荷载(不含导线及地线张力弧垂计算和风偏角计算)，β_c应按表 16-31 的规定确定，其他电压级的线路 β_c取 1.0；

μ_2——风压高度变化系数，基准高度为 10m 的风压高度变化系数按表 16-33 的规定确定；

μ_{sc}——导线或地线的体型系数，线径小于 17mm 或覆冰时不论线经大小)应取 μ_s=1.2；线径大于或等于 17mm，μ_{sc}取 1.1；

d——导线或地线的外径或覆冰时的计算外径；分裂导线取所有子导线外径的总和(m)；

L_p——杆塔的水平挡距(m)；

B——覆冰时风荷载增大系数，5mm 冰区取 1.1，10mm 冰区取 1.2；

θ——风向与导线或地线方向之间的夹角(°)；

W_O——基准风压标准值(kN/m²)；

V——基准高度为 10m 的风速(m/s)。

表 16-31 风压不均匀系数 a 和导地线风荷载调整系数 β_c

风速 V/(m/s)		<20	20≤V<27	27≤V<31.5	≥31.5
α	计算杆塔荷载	1.00	0.85	0.75	0.70
	设计杆塔(风偏计算用)	1.00	0.75	0.61	0.61
β_c	计算 500kV、750kV 杆塔荷载	1.00	1.10	1.20	1.30

注：对跳线计算，α 宜取 1.0。

表 16-32 风压不均匀系数 a 随水平挡距变化取值

水平挡距/m	≤200	250	300	350	400	450	500	≥550
α	0.80	0.74	0.70	0.67	0.65	0.63	0.62	0.61

10.1.19 杆塔风荷载的标准值，应按下式计算：

$$W_s = W_O \cdot \mu_2 \cdot \mu_s \cdot \beta_z \cdot B \cdot A_s \tag{16-30}$$

式中：W_s——杆塔风荷载标准值(kN)；

μ_s——构件的体型系数；

A_s——构件承受风压的投影面积计算值(m²)；

β_z——杆塔风荷载调整系数。

10.1.20 杆塔风荷载调整系数 β_z应符合下列规定：

1. 杆塔设计时，当杆塔全高不超过 60m，杆塔风荷载调整系数 β_z(用于杆塔本身)应按表 16-33 的规定对全高采用一个系数；当杆塔全高超过 60m，杆塔风荷载调整系数 β_z应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》(GB 50009—2012)采用由下到上逐段增大的数值，但其加权平均值对自立式铁塔不应小于 1.6，对单柱拉线杆塔不应小于 1.8。

2. 设计基础时，当杆塔全高不超过 60m，扦塔风荷载调整系数 β_z应取 1.0；当杆塔全高超过 60m，宜采用由下到上逐段增大的数值，但其加权平均值对自立式铁塔不应小于 1.3。

表 16-33　杆塔风荷载调整系数 β_z（用于杆塔本身）

杆塔全高 H/m		20	30	40	50	60
β_z	单柱拉线杆塔	1.0	1.4	1.6	1.7	1.8
	其他杆塔	1.0	1.25	1.35	1.5	1.6

注：①中间值按插入法计算。

②对自立式铁塔，表中数值适用于高度与根开之比为 4～6。

10.1.21　绝缘子串风荷载的标准值，应按下式计算：

$$W_I = W_O \cdot \mu_2 \cdot B \cdot A_I \tag{16-31}$$

式中：W_I——绝缘子串风荷载标准值（kN）；

A_I——绝缘子串承受风压面积计算值（m^2）。

10.1.22　对于平坦或稍有起伏的地形，风压高度变化系数应根据地面粗糙度类别按表 16-34 的规定确定。

表 16-34　风压高度变化系数 μ_z

离地面或海平面高度/m	地面粗糙度类别			
	A	B	C	D
5	1.17	1.00	0.74	0.62
10	1.38	1.00	0.74	0.62
15	1.52	1.14	0.74	0.62
20	1.63	1.25	0.84	0.62
30	1.80	1.42	1.00	0.62
40	1.92	1.56	1.13	0.73
50	2.03	1.67	1.25	0.84
60	2.12	1.77	1.35	0.93
70	2.20	1.86	1.45	1.02
80	2.27	1.95	1.54	1.11
90	2.34	2.02	1.62	1.19
100	2.40	2.09	1.70	1.27
150	2.64	2.38	2.03	1.61
200	2.83	2.61	2.30	1.92
250	2.99	2.80	2.54	2.19
300	3.12	2.97	2.75	2.45
350	3.12	3.12	2.94	2.68
400	3.12	3.12	3.12	2.91
≥450	3.12	3.12	3.12	3.12

注：地面粗糙度类别：A 类指近海面和海岛、海岸、湖岸及沙漠地区；B 类指田野、乡村、丛林、丘陵以及房屋比较稀疏的乡镇和城市郊区；C 类指有密集建筑群的城市市区；D 类指有密集建筑群且房屋较高的城市市区。

16.7.3　结构材料

《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》（GB/T 50545—2010）

规范引用

10.2.1 钢材的材质应根据结构的重要性、结构形式、连接方式、钢材厚度和结构所处的环境及气温等条件进行合理选择。钢材等级一般采用Q235、Q345、Q390和Q420,有条件时也可采用Q460。钢材的质量应分别符合现行国家标准《碳素结构钢》(GB/T 700—2006)和《低合金高强度结构钢》(GB/T 1591—2008)的规定。

10.2.2 钢材质量等级:所有杆塔结构的钢材均应满足不低于B级钢的质量要求。当采用40mm及以上厚度的钢板焊接时,应采取防止钢材层状撕裂的措施。

10.2.3 结构连接一般采用4.8、5.8、6.8、8.8级热浸镀锌螺栓和螺母,有条件时也可使用10.9级螺栓,其材质和机械特性应分别符合现行规范《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》(GB/T 3098.1—2010)和《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》(GB/T 3098.2—2000)的规定。

10.2.4 环形断面的普通混凝土杆及预应力混凝土杆的钢筋,宜按下列规定采用:

1. 普通钢筋宜采用HRB400级和HRB335级钢筋,也可采用HPB235级和RRB400级钢筋。

2. 预应力钢筋宜采用预应力钢丝,也可采用热处理钢筋。

10.2.5 环形断面的普通混凝土杆和预应力混凝土杆的混凝土强度等级应分别不低于C40和C50。其他混凝土预制构件不应低于C20。混凝土和钢筋的强度标准值和设计值以及各项物理特性指标,应按现行国家规范《混凝土结构设计规范》(GB 50010—2010)的有关规定确定。

10.2.6 钢材、螺栓和锚栓的强度设计值,应按表16-35的规定确定。

表16-35 钢材、螺栓和锚栓的强度设计值 (单位:N/mm^2)

材料 \ 类别		厚度或直径/mm	抗拉	抗压和抗弯	抗剪	孔壁承压
钢材	Q235	≤16	215	215	125	370
		>16~40	205	205	120	
		>40~60	200	200	115	
		>60~100	190	190	110	
	Q345	≤16	310	310	180	510
		>16~35	295	295	170	490
		>35~50	265	265	155	440
		>50~100	250	250	145	415
	Q390	≤16	350	350	205	530
		>16~35	335	335	190	510
		>35~50	315	315	180	480
		>50~100	295	295	170	450
	Q420	≤16	380	380	220	560
		>16~35	360	360	210	535
		>35~50	340	340	195	510
		>60~100	325	325	185	480

续表

材料 \ 类别		厚度或直径/mm	抗拉	抗压和抗弯	抗剪	孔壁承压	
镀锌粗制螺栓(C级)	4.8 级	标称直径 $D \leqslant 39$	200	—	170	螺杆承压	420
	5.8 级	标称直径 $D \leqslant 39$	240	—	210		520
	6.8 级	标称直径 $D \leqslant 39$	300	—	240		600
	8.8 级	标称直径 $D \leqslant 39$	400	—	300		800
锚栓	Q235 钢	外径≥16	160	—	—	—	
	Q335 钢	外径≥16	205	—	—	—	
	35 号优质碳素钢	外径≥16	190	—	—	—	
	45 号优质碳素锅	外径≥16	215	—	—	—	

注:① * 适用于构件上螺栓端距大于等于 $1.5D_B$(D_B螺栓直径);

②8.8 级高强度螺栓应具有 A 类(塑性性能)和 B 类(强度)试验项目的合格证明。

10.2.7 拉线宜采用镀锌钢绞线,其强度设计值,应按照表 16-36 的规定确定。

表 16-36 镀锌钢绞线强度设计值 (单位:N/mm^2)

热镀锌钢丝抗拉强度标准值 / 整根钢绞线抗拉强度设计值 / 股数	1175	1270	1370	1470	1570
7 股	590	745	800	860	920
19 股	670	720	780	840	900

注:①整根钢绞线的拉力设计值等于总面积与强度设计值的乘积;

②强度设计值中已计入了换算系数:7 股 0.92,19 股 0.9。

10.2.8 拉线金具的强度设计值,应取国家标准金具的强度标准值或特殊设计金具的最小试验破坏强度值除以 1.8 的抗力分项系数确定。

16.7.4 杆塔结构的基本计算规定

规范引用 **《110~750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)**

11.1.1 杆塔结构设计应采用以概率理论为基础的极限状态设计法,结构构件的可靠度采用可靠指标度量,极限状态设计表达式采用荷载标准值、材料性能标准值、几何参数标准值以及各种分项系数等表达。

11.1.2 结构的极限状态是指结构或构件在规定的各种荷载组合作用下或在各种变形

或裂缝的限值条件下,满足线路安全运行的临界状态。极限状态分为承载力极限状态和正常使用极限状态。

1. 承载力极限状态:结构或构件达到最大承载力或不适合继续承载的变形。

2. 正常使用极限状态:结构或构件的变形或裂缝等达到正常使用的规定限值。

11.1.3 结构或构件的强度、稳定和连接强度,应按承载力极限状态的要求,采用荷载的设计值和材料强度的设计值进行计算;结构或构件的变形或裂缝,应按正常使用极限状态的要求,采用荷载的标准值和正常使用规定限值进行计算。

16.7.5 杆塔结构的承载能力和正常使用极限状态计算达成

规范引用 《110~750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

11.2.1 结构或构件的承载力极限状态,应采用下列表达式:

$$\gamma_o(\gamma_G \cdot S_{GK} + \psi\Sigma\gamma_{Qi} \cdot S_{QiK}) \leqslant R \tag{16-32}$$

式中:γ_o——杆塔结构重要性系数,重要线路不应小于 1.1,临时线路取 0.9,其他线路取 1.0;

γ_G——永久荷载分项系数,对结构受力有利时不大于 1.0,不利时取 1.2;

γ_{Qi}——第 i 项可变荷载的分项系数,取 1.4;

S_{GK}——永久荷载标准值的效应;

S_{QiK}——第 i 项可变荷载标准值的效应;

ψ——可变荷载组合系数,正常运行情况取 1.0,断线情况、安装情况和不均匀覆冰情况取 0.9,验算情况取 0.75;

R——结构构件的抗力设计值。

11.2.2 结构或构件的正常使用极限状态,应采用下列表达式:

$$S_{GK} + \psi\Sigma S_{QiK} \leqslant C \tag{16-33}$$

式中:C——结构或构件的裂缝宽度或变形的规定限值(mm)。

11.2.3 结构或构件承载力的抗震验算,应采用下列表达式:

$$\gamma_G \cdot S_{GE} + \gamma_{Eh} \cdot S_{Ehk} + \gamma_{EV} \cdot S_{EVK} + \gamma_{EQ} \cdot S_{EQK} + \psi_{wE} \cdot S_{wk} \leqslant R/\gamma_{RE} \tag{16-34}$$

式中:γ_G——重力荷载分项系数,对结构受力有利时取 1.0,不利时取 1.2,验算结构抗倾覆或抗滑移时取 0.9。

γ_{Eh},γ_{EV}——水平、竖向地震作用分项系数,应按表 16-37 的规定采用;

γ_{EQ}——导、地线张力可变荷载的分项综合系数,取 $\gamma_{EQ}=0.5$;

S_{GE}——重力荷载代表值的效应;

S_{Ehk}——水平地震作用标准值的效应;

S_{EVK}——竖向地震作用标准值的效应;

S_{EQK}——导、地线张力可变荷载的代表值效应;

S_{wk}——风荷载标准值的效应;

ψ_{wE}——抗震基本组合中的风荷载组合系数,可取 0.3;

γ_{RE}——承载力抗震调整系数,应按表 16-38 确定。

表 16-37　地震作用分项系数

考虑地震作用的情况		γ_{Eh}	γ_{Ev}
仅考虑水平地震作用		1.3	不考虑
仅考虑竖向地震作用		不考虑	1.3
同时考虑水平与竖向地震作用	水平地震作用为主时	1.3	0.5
	竖向地震作用为主时	0.5	1.3

表 16-38　承载力抗震调整系数

材料	结构构件	承载力抗震调整系数
钢	跨越塔	0.85
	除跨越塔以外的其他铁塔	0.80
	焊缝和螺栓	1.00
钢筋混凝土	跨越塔	0.90
	钢管混凝土杆塔	0.80
	钢筋混凝土杆	0.80
	各类受剪构件	0.85

16.7.6　杆塔结构基本规定

规范引用　《110～750kV 架空输电线路设计技术规程》(GB/T 50545—2010)

11.3.1　在荷载的长期效应组合(无冰、风速 5m/s 及年平均气温)作用下，杆塔的计算挠曲度(不包括基础倾斜和拉线点位移)，应符合表 16-39 的规定：

表 16-39　杆塔的计算挠度(不包括基础倾斜和拉线点位移)

项目	杆塔的计算挠度限值
悬垂直线自立式铁塔	$5h/1000$
悬垂直线自立式铁塔	$3h/1000$
悬垂直线拉线杆塔的杆(塔)顶	$4h/1000$
悬垂直线拉线杆塔，拉线点以下杆(塔)身	$2h_1/1000$
耐张塔及终端自立闭幕式铁塔	$7h/1000$

注：①h 为杆塔最长腿基础顶面起至计算点的高度，h_1 为电杆拉线点至基础顶面的高度；
②根据杆塔的特点，设计应提出施工预偏的要求。

11.3.2　在考虑荷载效应的标准组合及长期效应组合影响下，普通和部分预应力混凝土构件正截面的裂缝控制等级为三级，计算裂缝的允许宽度分别为 0.2mm 及 0.1mm。预应力混凝土构件正截面的裂缝控制等级为二级，一般要求不出现裂缝。

11.3.3　钢结构构件允许最大长细比应符合表 16-40 的规定：

表 16-40 钢结构构件允许最大长细比

项目	杆塔的计算挠度限值
悬垂直线自立式铁塔	$5h/1000$
悬垂直线自立式铁塔	$3h/1000$
悬垂直线拉线杆塔的杆(塔)顶	$4h/1000$
悬垂直线拉线杆塔,拉线点以下杆(塔)身	$2h_1/1000$
耐张塔及终端自立闭幕式铁塔	$7h/1000$

11.3.4 拉线杆塔主柱允许最大长细比应符合表 16-41 的规定:

表 16-41 拉线杆塔主柱允许最大长细比

项目	钢结构构件允许最大长细比
普通混凝土直线杆	180
预应力混凝土直线杆	200
耐张转角和终端杆	160
单柱拉线铁塔主柱	80
双柱拉线铁塔主柱	110

11.3.5 杆塔铁件应采用热浸镀锌防腐,或采用其他等效的防腐措施。腐蚀严重地区的拉线棒应采取其他有效的附加防腐措施。

11.3.6 受剪螺栓的螺纹不应进入剪切面。当无法避免螺纹进入剪切面时,应按净面积进行剪切强度验算。

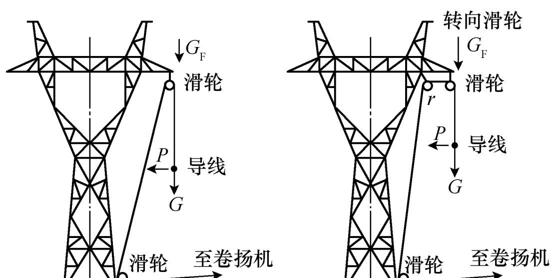
11.3.7 受拉螺栓及位于横担、顶架等易振动部位的螺栓应采取防松措施。靠近地面的塔腿和拉线上的连接螺栓,宜采取防卸措施。

16.7.7 直线杆塔安装荷载的计算

规范引用 《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

(一)吊线荷载

吊线荷载指线路在施工中安装导线时,将电线从塔上放下或从地面提升到塔上的作业过程中作用于杆塔的荷载。在施工中常采用双倍挂线或转向滑车挂线两种方式,如图 16-12 所示。



(a) 双倍挂线方式 (b) 转向滑车挂线方式

图 16-12 直线杆塔起吊导线示意图

采用转向滑车挂线时作用在滑车悬挂点的荷载有垂直荷载和水平荷载，分别为：

$$\left.\begin{aligned}\sum G &= 1.1G + G_F \\ H &= 1.1G + P\end{aligned}\right\} \tag{16-35}$$

式中：1.1——动力系数；

G——被吊电线、绝缘子及金具的重力(N)；

G_F——附加荷载(N)(表 16-42)；

P——导线风荷载(N)。

采用双倍挂线起吊导线时如图 16-12 所示，作用在滑车悬挂点的垂直荷载为：

$$\sum G = 2\times 1.1G + G_F \tag{16-36}$$

横向荷载即导线风荷载。

表 16-42 附加荷载 GF 的数值 （单位：N）

分类 电压等级/kV	导线		地线	
	直线杆塔	耐张转角杆塔	直线杆塔	耐张转角杆塔
110	1500	2000	1000	1500
220	3000	4000	1500	2000
330	4000	5000	2000	2000
500	4000	6000	2000	2000

（二）锚线荷载

随着施工机械化程度的提高，在高压送电线路施工中逐渐采用张力放线机放线、紧线，由于施工场地的要求，放线、紧线往往不一定在耐张、转角杆塔上进行，这时就会出现在直线杆塔上紧线、锚线等作业。也就是在直线杆塔的相邻两挡中，一挡的电线已按要求架好，相邻挡电线用临时拉线锚在地上，如图 16-13 所示。

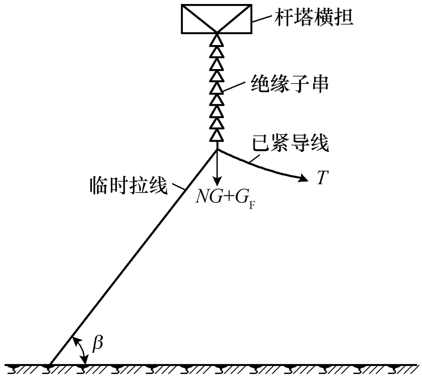


图 16-13 直线杆塔锚线示意图

作用在横担上的纵向不平衡张力、垂直荷载及横向荷载分别为：

$$\left.\begin{aligned}\Delta T &= TK(1-\cos\beta) \\ \sum G &= NG + TK\sin\beta + G_F \\ \sum P &= NP\end{aligned}\right\} \tag{16-37}$$

式中：T——安装时导线或地线的张力(N)；

β——锚线钢绳对地平面夹角；

K——动力系数，$K=1.1$；

N——垂直荷载和横向荷载的分配系数；

G、P——分别为所锚电线的垂直荷载和横向荷载(N)；

G_F——附加荷载(N)。

16.7.8 耐张型杆塔安装荷载的计算

规范引用 《电力工程高压送电线路设计手册》(第二版)

(一)挂线荷载

挂线是指按设计要求的弧垂，把电线与绝缘子串连接后挂到杆塔上去的作业过程，如图16-14所示。电线挂到塔上后松开牵引钢绳，使杆塔受到一个突加的张力荷载。在实际施工中，这种操作一般只能逐根(相)进行。由于荷载较大，杆塔设计中可考虑设置临时拉线平衡部分荷载。

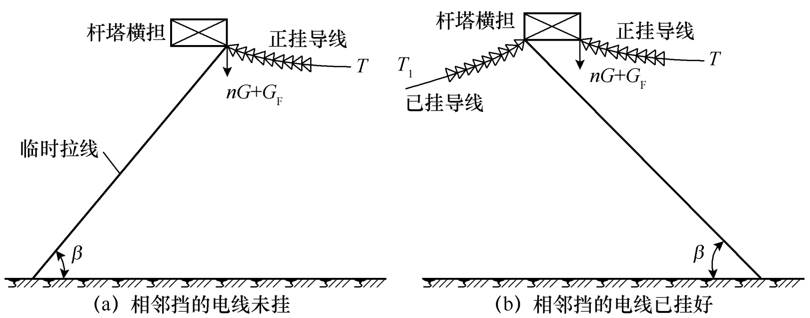


图 16-14 耐张、转角杆塔挂线荷载示意图

此时作用在杆塔上的荷载有横向、纵向和垂直荷载，分别为：

$$\left.\begin{aligned}\sum P &= nP + (KT - T_0)\sin\alpha_1\\ \Delta T &= (KT - T_0)\cos\alpha_1\\ \sum G &= nG + T_0\,\mathrm{tg}\beta + G_F\end{aligned}\right\} \tag{16-38}$$

式中：n——电线垂直荷载和横向荷载在该挂线点上的分配系数；

P、G——该根(相)电线的横向荷载和垂直荷载(N)；

K——动力系数，$K=1.2$；

T——电线安装张力(N)；

T_0——临时拉线平衡的电线张力，对220kV和500kV线路一般取10000～20000N；

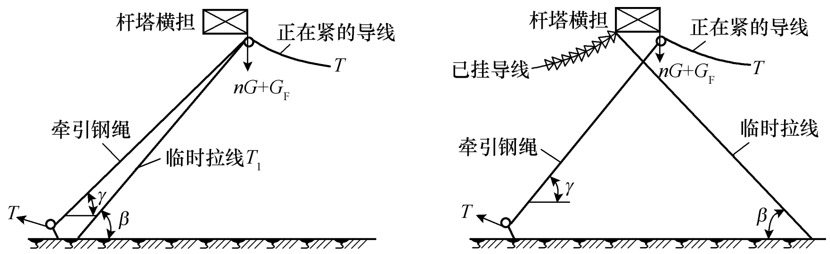
β——临时拉线对地平面的夹角(°)；

G_F——附加荷载(N)。

(二)牵引电线荷载

牵引电线荷载是指架线过程中通过设在杆塔上的滑车，把电线拉紧到设计张力的过程有两种情况，如图6-2-6所示。

1. 相邻挡电线未挂时：



(a) 相邻挡电线尚未架设　(b) 相邻挡电线已经挂完

图 16-15　耐张、转角杆塔紧线时的荷载示意图

$$\left.\begin{aligned}&\text{横向荷载}:\sum P=nP\\&\text{纵向荷载}:\Delta T=0\\&\text{垂直荷载}:\sum G=nG+T_1\sin\beta+KT\sin\gamma+G_F\end{aligned}\right\}\tag{16-39}$$

2. 相邻挡电线已经挂完时：

$$\left.\begin{aligned}&\text{横向荷载}:\sum P=nP\\&\text{纵向荷载}:\Delta T=0\\&\text{垂直荷载}:\sum G=nG+KT\sin\gamma+G_F\end{aligned}\right\}\tag{16-40}$$

式中：γ——牵引钢绳对地平面的夹角；

T_1——临时拉线的初张力，一般取 5000～10000N。

n——电线垂直荷载和横向荷载在该挂线点上的分配系数；

P、G——该根（相）电线的横向荷载和垂直荷载（N）；

K——动力系数，$K=1.2$；

T——电线安装张力（N）；

T_0——临时拉线平衡的电线张力，对 220kV 和 500kV 线路一般取 10000～20000N；

α_1——电线方向与横担垂线方向间的夹角，当横担方向置于线路转角内角平分线上时 $\alpha_1=\alpha/2$（α 为线路转角），°；

β——临时拉线对地平面的夹角（°）；

G_F——附加荷载（N）。

16.8 杆塔的定位校检

16.8.1 模板 K 值曲线

悬挂的导线呈悬链线状，其弧垂公式为：

$$f=\frac{\sigma_d}{\gamma_d}\left(\text{ch}\,\frac{\gamma_d l}{2\sigma_d}-1\right)=\frac{\gamma_d l^2}{8\sigma_d}+\frac{\gamma_d^3 l^4}{384\sigma_d^3}=Kl^2+\frac{4}{3l^2}(Kl^2)^3$$

其中
$$K=\frac{\gamma_d}{8\sigma_d}$$

式中：f——导线最大弧垂（m）；

K——模板系数；

σ_d、γ_d——分别为导线最大弧垂时的应力和比载[N/mm²],[N/(m·mm²)];

l——挡距(m)。

由于各耐张段的代表挡距不同,所用的模板 K 值亦不同(弯曲度不同),为便于定位时选择模板,可事先根据不同代表挡距下,导线最大弧垂时的应力和比载,算出如图 16-16 中所示模板 K 值曲线。

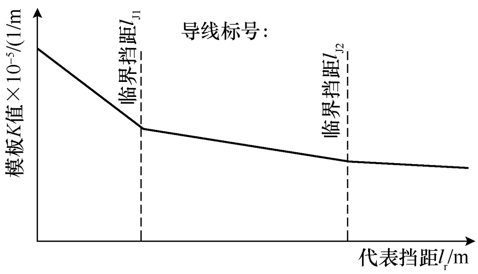


图 16-16 模板 K 值曲线

16.8.2 直线杆塔摇摆角、临界曲线

(1)根据杆塔头部结构尺寸及各种运行情况下的允许空气间隙($R_1 \sim R_4$),作图量出外过电压、内过电压、正常工作电压及带电检修时的最大允许摇摆角 $\varphi_1 \sim \varphi_4$。对宽身及拉线杆塔,在绘制最大允许摇摆角时,尚应考虑导线在塔身边缘(如瓶口、横担及拉线)附近,由于上扬或下垂在风偏时对构件接近的影响而预留一定的裕度 δ。

(2)根据求得的各种运行情况的最大允许摇摆角,用相应的公式计算出水平挡距与最大弧垂时垂直挡距的关系,取各种运行情况中水平挡距相同而相应的垂直挡距最大者的包络线,即为摇摆角临界曲线,如图 16.8.2 所示。对杆塔的摇摆角进行检查时,可根据该杆塔实际水平挡距及最大弧垂时的垂直挡距(可由断面图上量得)查该曲线,如交点落在曲线上方,则安全(即表明该杆塔由于实际垂直挡距大于临界值,实际摇摆角小于允许摇摆角);交点落在曲线下方则不安全(实际摇摆角超过允许值)。

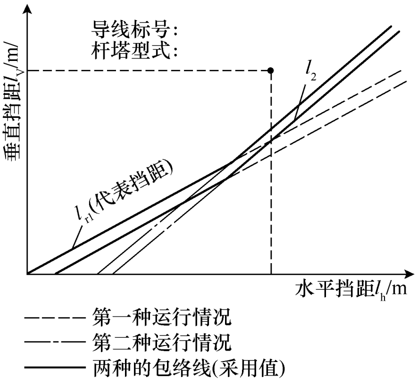


图 16-17 摇摆角临界曲线

(3)摇摆角临界曲线的计算式。

①一般直线杆塔为:

$$l_{yd}=\frac{\frac{P_j-G_j\mathrm{tg}\varphi}{2n}+\left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_d}-1\right)P_d\mathrm{tg}\varphi+P_4\right]l_h}{\frac{\sigma}{\sigma_d}P_d\mathrm{tg}\varphi}$$

其中 $P_j=9.80\ 665Fv^2/16$

式中：P_j——绝缘子串风荷载(N)；

F——绝缘子串受风面积(m^2)；

v——该计算情况的风速(m/s)；

G_j——绝缘子重力(N)；

φ——绝缘子串在该计算情况下的最大允许摇摆角(°)；

σ_d、σ——分别为某代表挡距下导线最大弧垂时和计算情况时的应力(N/mm^2)；

l_h——杆塔水平挡距(m)；

l_{yd}——计算情况下要求的导线最大弧垂时的垂直挡距(m)；

P_d——导线最大弧垂时单位荷载(N/m)；

P_4——导线无冰时单位风荷载(N/m)；

n——每相导线根数。

②直线转角杆塔为：

$$l_{yd}=\left\{\frac{P_j-G_j\mathrm{tg}\varphi}{2n}+2H\sin\varphi/2+\left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_d}-1\right)P_d\mathrm{tg}\varphi+P_4\cos\varphi/2\right]l_h\right\}\Big/\left(\frac{\sigma}{\sigma_d}P_d\mathrm{tg}\varphi\right)$$

式中：H——导线最低点张力(N)；

φ——线路转角(°)。

P_j——绝缘子串风荷载(N)；

F——绝缘子串受风面积(m^2)；

v——该计算情况的风速(m/s)；

G_j——绝缘子重力(N)；

φ——绝缘子串在该计算情况下的最大允许摇摆角(°)；

σ_d、σ——分别为某代表挡距下导线最大弧垂时和计算情况时的应力(N/mm^2)；

l_h——杆塔水平挡距(m)；

l_{yd}——计算情况下要求的导线最大弧垂时的垂直挡距(m)；

P_d——导线最大弧垂时单位荷载(N/m)；

P_4——导线无冰时单位风荷载(N/m)；

n——每相导线根数。

③直线换位杆塔是相当于横担方向不在转角二等分线上的直线转角杆塔，此时上式中的 $\sin\varphi/2$ 应为 $\sin\left(\frac{\varphi_1-\varphi_2}{2}\right)$，$\varphi_1$、$\varphi_2$ 为换位杆(塔)两侧导线与线路中心线间的夹角。

换位杆塔数量不多，且受角度荷载的影响较大，一般宜逐基进行计算。由于换位杆塔上导线排列方式(一般为上下两层)可能与一般直线杆塔不同，因此换位杆塔和与之相邻的直线杆塔上导线的垂直挡距可能与断面图上所标注的垂直挡距不一致，故在计算或校验时应予修正。此外，因三相导线的角度荷载和垂直挡距不同，应选取其中最严重的一根导线进行校验。

16.8.3 悬挂点应力临界曲线

如悬挂点高差过大，应验算悬挂点应力。悬挂点应力可较弧垂最低点应力高 10%。检查悬挂点应力可以使用图 16-18 的悬挂点应力临界曲线。曲线计算为：

$$h = \mathrm{sh}\left[\mathrm{ch}^{-1}\left(\frac{\sigma_c}{\sigma_m}\right) - \frac{\gamma l}{2\sigma_m}\right] \times \frac{2\sigma_m}{\gamma}\mathrm{sh}\frac{\gamma l}{2\sigma_m}$$

式中：h——悬挂点间高差(m)；

σ_c——导线悬挂点允许应力(N/mm^2)；

l——挡距(m)；

σ_m——导线最低点最大使用应力(N/mm^2)；

γ——与 σ_m 相对应情况下的导线比载[N/(m·mm^2)]。

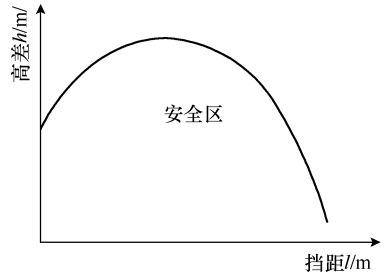


图 16-18 悬挂点应力临界曲线

曲线的使用方法为：根据被检查挡的实际悬挂点高差和挡距，在曲线图上作出交点，如交点落在所用曲线的下方(安全区)，表明悬挂点应力未超过允许值；否则表明超过允许值，应采取措施。

一般可采取如下措施：

(1)调整杆塔位置及高度以降低两悬挂点间的高差。

(2)降低超过允许值的杆塔所处的耐张段内的导线应力。

16.8.4 直线杆塔导地线悬垂角临界曲线

在垂直挡距较大的地方，当导线在悬垂线夹出口处的悬垂角 $\theta=\frac{1}{2}(\theta_1+\theta_2)$ 超过线夹悬垂角允许值 θ_d 时，由于附加的弯曲应力，可能使导线在线夹出口处受到损伤。显然，导线的最大悬垂角是发生在最大弧垂时，对于一般船体能自由转动的线夹两侧悬垂角为：

$$\theta_{12} = \mathrm{tg}^{-1}\left(\frac{\gamma_d l_{xVD}}{\sigma_d}\right)$$

式中：γ_d——导线最大弧垂时之比载[N/(m·mm^2)]；

σ_d——导线最大弧垂时之应力(N/mm^2)；

l_{xVD}($x=1$、2)——杆塔两侧最大弧垂时导线最大垂直挡距(m)。

一般地方按上式可很容易算出导线悬垂角，对于线路通过山区悬挂点高差较大时，为便于验算可按下式制成悬垂角临界曲线，如图 16-19 所示：

$$l_{1VD} = \frac{\frac{\sigma_d}{\gamma_d}\mathrm{tg}2\theta_d - l_{2VD}}{1 + \frac{\gamma_d}{\sigma_d}\mathrm{tg}2\theta_d l_{2VD}}$$

式中：　θ_d——线夹允许悬垂角(°)。

γ_d——导线最大弧垂时之比载[N/(m・mm²)]；

σ_d——导线最大弧垂时之应力(N/mm²)；

l_{1VD}、l_{2VD}——杆塔两侧最大弧垂时导线最大垂直挡距(m)。

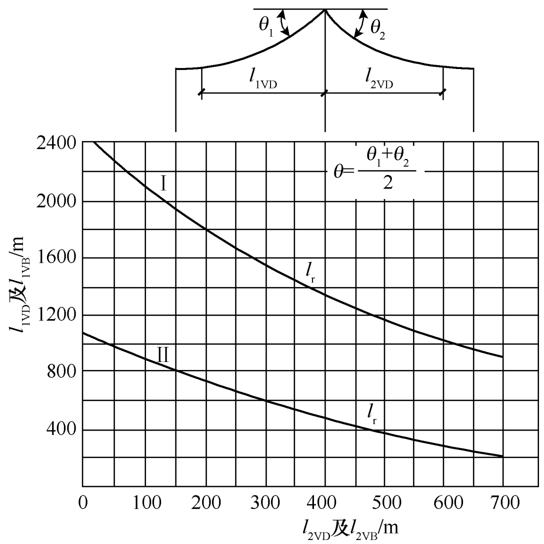


图 16-19　悬垂角临界曲线

l_r—代表挡距，m；Ⅰ—导线；Ⅱ—地线

在定位时，可从断面图上量得被检查杆塔两侧的垂直挡距 l_{1VD}、l_{2VD}，查图 16-19 中的曲线，如交点交于曲线下方则为安全，反之为不安全。

当超过线夹允许悬垂角时，可采用调整杆塔位置或杆塔高度，以减少一侧或两侧的悬垂角，或改用悬垂角较大的线夹，也可以用两个悬垂线夹组合在一起悬挂。对于地线亦可用相同的方法进行检验。

为了求得地线最大弧垂时的单侧垂直挡距为：

$$l_{VB}=\frac{l}{2}+\frac{\sigma_B h}{\gamma_B l}$$

式中：h——地线悬挂点之间高差，比邻杆(塔)高为正值，反之为负值(m)；

l——挡距(m)。

算得地线的单侧垂直挡距后，再用地线悬垂角临界曲线检查，检查方法与导线检查方法相同。

16.8.5　悬垂绝缘子垂直荷载临界曲线

当线路通过山区时，由于地势起伏高差影响，往往垂直挡距较大，可能出现导线垂直荷载超过绝缘子串的允许机械荷载的现象。为此，在定位时必须对绝缘子串的机械荷载进行验算：

$$l_{vd}=\frac{\sigma_d}{\sigma_0 P_d}\{[W_j^2-(P_5 l_h\cos\varphi/2+P_g+2H\sin\varphi/2)^2]^{\frac{1}{2}}-G_g\}+l_h\left(1-\frac{\sigma_d P_3}{\sigma_0 P_d}\right)$$

式中：l_{vd}——导线最大弧垂时允许垂直挡距(m)；

l_h——水平挡距(m)；

σ_d、σ_0——分别为导线最大弧垂时及最大荷载时的应力(N/mm²);

P_d——导线最大弧垂时单位荷载(N/m);

W_j——绝缘子串允许机械荷载(N);

P_3、P_5——分别为导线覆冰时垂直荷载及风荷载(N/m);

G_g、P_s——分别为绝缘子串覆冰时的垂直荷载及水平荷载(N);

H——导线最低点张力(N);

φ——线路转角(°)。

根据上式可以绘出 $l_{vd}=f(l_h)$的悬垂绝缘子串垂直荷载临界曲线,如图 16-20 所示。在定位时如 l_{vd}与 l_h交点在曲线下方,则表示满足单联绝缘子串机械强度的要求。否则,需改用双联或多联绝缘子串或改变杆(塔)位置等。

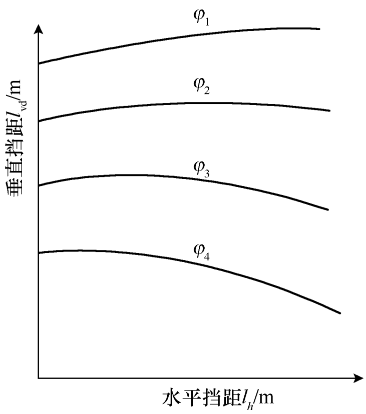


图 16-20　悬垂绝缘子串垂直荷载临界曲线

16.8.6　耐张绝缘子串倒挂校检

在山区,由于地形起伏较大,有些杆塔的耐张绝缘子串有可能经常上仰。这些绝缘子串如仍按正常方式悬挂,则其瓷裙向上,容易使裙槽积有雨雪、污垢,从而降低绝缘强度。为此,宜将上仰绝缘子串倒挂。可用垂直挡距判断是否需要倒挂,当某侧最大弧垂时的垂直挡距小于下式计算所得之垂直挡距 l_{vd}时,则该侧耐张绝缘子串需倒挂:

$$l_{vd}=-\left(\frac{G_j}{P_d}+\frac{\sigma_p-\sigma_d}{\gamma_d}\alpha\right)$$

式中:G_j——一相耐张绝缘子串重力(N);

P_d——一相导线最大弧垂时单位荷载(N/m);

σ_p——导线平均气温时应力(N/mm²);

σ_d——导线最大弧垂时应力(N/mm²);

γ_d——导线最大弧垂时比载[N/(m·mm²)];

α——该侧高差系数,邻塔低时为正,反之为负。

16.9 电线的防振

16.9.1 电线的风振

当电线受到稳定的横向风均匀作用时(风速在0.5～10m/s之间),在电线背风面将形成按一定频率上下交替出现的气流旋涡,它的依次出现和脱离使电线受到同一频率的上下交变的冲击力。该冲击力的频率为:

$$f_F = K\frac{v}{d}$$

式中:f_F——风的冲击频率(Hz);

v——垂直于电线的风速(m/s);

d——电线的直径(mm);

K——系数,与雷诺数有关,$K=185\sim210$,一般用200。

各点旋涡的脱离是随机的,故作用在电线上的力,沿着电线长度上各点的相位也是随机的。因此不是一有风,电线就会振动的。如果电线以某一频率 f_D 振动,且 f_D 与 f_F 相近在±20%范围之内,则旋涡的脱离,受电线的振动频率控制,同时沿电线各点脱离,形成同步,结果电线的微风振动开始了。这种现象通常称为"锁定效应"或"同步效应"。振动开始以后,如果振动频率保持在"锁定"范围之内,作用在电线上的升力就会逐步增加,振幅同时增加,一直到达"饱和振幅"为止。

电线的微风振动是驻波振动型式,可以看成是两端固定的弦线振动型式。故电线的振动频率为:

$$f_D = \frac{n}{2L}\sqrt{\frac{T}{m}} = \frac{1}{\lambda}\sqrt{\frac{T}{m}}$$

式中:f_D——电线的振动频率(Hz);

n——挡内振动半波数,为正整数;

L——挡内电线长度(m);

T——电线张力(N);

m——电线单位质量(kg/m);

λ——波长(m)。

注:当 $f_D=f_F$ 时,即可求出导线振动之波长 λ,从上式还可以看到,如挡距较大,而 n 增减1时,f_D 之变化较小,与 f_F 相近之机会较大,故大挡距易振动。

16.9.2 子导线的次挡距振荡

互相靠近而又近似处于水平排列的两根子导线,当风速在近乎垂直于线路方向吹过时,便构成下风侧的子导线处于上风侧子导线的尾流之中。根据空气动力学的原理,处于尾流中的子导线受到阻力和升力的作用,并随迎风角(风向与两根子导线构成的平面之间的夹角)及两根子导线靠近程度的不同而变化,结果使处于尾流中的子导线不稳定,可能按子导线的某个(或接近)自然频率而开始振荡。振荡频率的计算式为:

$$f=(n/2l)\ \sqrt{T/m}$$

式中：n——次挡距内振荡的半波数目；

l——次挡距长度(m)；

T——子导线的张力(N)；

m——子导线单位长度的质量(kg/m)。

两根子导线的靠近程度，常用子导线间的间距 S 对子导线直径 D 的比值来表示，即 $k=S/D$。当比值 $k\leqslant 10$，便可能出现严重的次挡距振荡。对于光滑表面的子导线，次挡距振荡发生的几率将增大，这是因为光滑导线具有更宽的尾流区。

次挡距振荡的型式以水平方向的位移为主，伴以垂直方向的位移而构成椭圆状的运动，且两根子导线的运动往往是不同步的。次挡距振荡经常以单波腹形式出现，其振荡频率为1～3Hz，振幅在导线直径到500mm之间，风速在3m/s以上的大范围内，只要风向与线路的夹角在45°以上，次挡距振荡随时都可能发生，且与导线是否覆冰无关。地形情况对次挡距振荡的严重性有明显的影响，平坦开阔地带，或是近海、近湖泊地区的线路，将会出现剧烈的次挡距振荡。

次挡距振荡改变了线路的电气参数，增大了线路电晕损失，提高了线路对无线电的干扰水平。但目前由次挡距振荡引起的主要问题有导线、间隔棒、绝缘子和连接金具等的疲劳损坏。

带间隔棒的分裂导线的振动与单导线不同. 首先是因为导线系统的阻尼性能和振动模式改变了；其次是导线周围的气流改变了，特别是下风侧的导线，其结果是输入导线系统的风功率改变了。上述情况的改变导致振动水平和持续时间的减少。根据线路的实际测量表明：双分裂导线的振动水平较之单导线减少50%，而持续时间减至约20%。分裂根数大于2时，减小的趋势更加明显。可以说间隔棒减轻了微风振动。为有效的利用间隔棒，故次挡距长度应是不相等的，以免波节点落在间隔棒上。因此，各次挡距的振幅是不相等的。端次挡距上的防振锤，难于作用在其他次挡距上。故挡中刚性间隔棒线夹处导线有遭受疲劳损伤的可能，而采用阻尼间隔棒就可避免这一缺点。

16.9.3 电线的舞动

沿圆周方向覆冰不均匀的电线在侧向风力作用下产生的低频、大幅度自激振动现象称舞动。电线舞动时，会在一挡导线内形成一个、两个或三个波腹的驻波或行波，电线主要呈垂直运动，有时也呈椭圆运动，椭圆长轴在垂直方向或偏离垂直方向，有时还伴有电线扭转。垂直振动的频率约为0.1～1Hz，振幅在几十厘米到几米之间。严重的电线舞动是在大挡距中央产生一个波腹的振动，加上悬垂绝缘子串又沿线路方向摇摆，振幅可高达甚至略高于弧垂最大值(约10～12m)。

电线发生舞动的主要原因，除了极少发生过的电晕舞动外，绝大多数是电线有不均匀覆冰或不同期脱冰，在一定的风速条件下，电线产生扭转、跳跃，诱发电线垂直振动。当与垂直振动达到谐振时，便会形成舞动。

16.9.4 电线风振的防护措施

(1)铝钢截面比不小于4.29的钢芯铝绞线或镀锌钢绞线，其平均运行张力的上限和相应的防振措施应符合表16-43的要求。除非有多年运行经验，可不受其限制。

(2)对铝钢比小于4.29的导、地线,其允许平均运行张力的上限及相应的防振措施,应根据当地的运行经验确定,必要时通过试验确定。

(3)双分裂导线不采用阻尼间隔棒时,其防振措施同单导线。若采用阻尼间隔棒,防振锤数量可减少。

(4)对于大跨越挡,导、地线的防振均应采用防振锤、阻尼线或阻尼线加防振锤的组合防振措施。分裂导线尚应采用阻尼式间隔棒。具体设计方案,需参考运行经验或通过试验选定。为了验证防振设计的可靠性,架线后应进行测振。测振时间不少于20 d。当导、地线采用活动型线夹时,应采用释放型防振锤和释放型阻尼线。此外,导、地线(除采用固定线夹的钢绞线外)均应安装预绞丝护线条。

表16-43 导、地线平均运行张力的上限和防振措施

情况	防振措施	平均运行张力的上限(拉断力的百分数)/(%)	
		钢芯铝绞线	镀锌钢绞线
挡距不超过500m的开阔地区	不需要	16	12
挡距不超过500m的非开阔地区	不需要	18	18
挡距不超过120m	不需要	18	18
不论挡距大小	护线条	22	—
不论挡距大小	防振锤(阻尼线)或另加护线条	25	25

注:4分裂导线采用阻尼间隔棒时,挡距在500m及以下可不再采用其他防振措施。

16.9.5 对次挡距振荡和舞动的防护措施

(1)遏制次挡距振荡的措施主要有增大子导线间的间距D,使其与子导线直径d的比值要达到15~18,即$D/d=15\sim18$,而对于大跨越,应使$D/d>15$;采用性能良好的阻尼间隔棒,间隔棒采取不对称布置,并适当减小次挡距长度,对于大跨越,尤要注意。次挡距一般在70m左右,端次挡距在35m左右。相邻次挡距宜用不等长度,各间隔棒宜对挡距中央呈不对称布置。

(2)对于舞动的防护,主要在选择线路路径时,特别是选择大跨越段走向时,要根据当地运行经验,尽量避开有舞动现象的地段,尽量避开不利的地形条件和气象因素。对有可能发生舞动的地段,可采取如下防护对策。

①采用防舞装置,如失谐摆、双摆防舞器、偏心重锤等防舞动装置,也可用防振锤作分散的集中荷载来抑制舞动。在国外,也有通过提高电线系统的自阻尼和提高风动阻力来抑制舞动的,如终端阻尼器和空气动力阻尼器等。

②电线采用水平排列,合理选择线间距离和导地线间的距离,防止碰线短路事故。国外在高压和超高压输电线路上,采用合成绝缘的相间间隔棒,用以抑制舞动,并固定相间距离,防止相间短路,我国也已开始应用。

③对于易覆冰的线段,应采取一切措施避免覆冰过重,防止发生不均匀覆冰或不同期脱冰引起舞动。

④绝缘子、金具和杆塔的部件具有足够的机械强度,直线杆塔宜采用固定型悬垂线夹。

16.9.5 防振锤

16.9.5.1 防振锤的型号

防振装置种类较多，而防振锤是其中使用最多的一种，有效、方便也较经济。我国定型防振锤为斯托克型，可根据电线外径选用，其型号见表16-44。多频防振锤、500kV及以上电压使用的防晕防振锤以及用于OPGW的防振锤均可提出特殊要求订货。

表16-44 定型防振锤型号

型号	适用绞线外径/mm		重/kg
	钢绞线	铝绞线或钢芯铝绞线	
FD-1		7.5～9.6	1.5
FD-2		10.8～14.0	2.4
FD-3		14.5～17.5	4.5
FD-4		18.1～22.0	5.6
FD-5		23.0～29.0	7.2
FD-6		29.0～35.0	8.6
FG-35	7.8		1.8
FG-50	9.0～9.6		2.4
FG-70	11.0～11.5		4.2
GF-100	13.0		5.9

16.9.5.2 防振锤的安装数量

我国防振锤的使用数量较国外为多，一般电线上每挡每端安装防振锤的数量见表16-45。另外还规定，挡距在120m以下时，只有在平坦开阔地区才需要加防振锤。

表16-45 防振锤安装数量表

电线直径 d/mm	挡距/m		
	一个	二个	三个
$d<12$	≤300	300～600	600～900
$12\leqslant d\leqslant 22$	≤350	350～700	700～1000
$22<d<37.1$	≤450	450～800	800～1200

16.9.5.3 防振锤的安装距离

防振锤安装地点应尽量接近波腹，以最大限度的消耗导线振动能量，然而电线振动可能出现的频率及波长并非一个，而是在一定范围内变动。为了使防振锤对可能出现危险的各种振动都能发挥其消振作用，防振锤的安装位置如能照顾到最大及最小波长的振动，则对中间波长的振动自然更能起作用了。

电线悬挂点每侧只装一个防振锤时，防振锤的安装位置应在线夹出口第一个半波之内。具体的位置应这样考虑：在最长和最短波的情况下，防振锤的位置在第一个半波长内对最长和最短波波节点都有最可能大的相角，即在最可能大的振幅上。这个条件以下式来表示：

$$\sin\theta_m=\sin\theta_M$$

式中：θ_m、θ_M——最长和最短波时，防振锤安装处的电线振动相角。

故得：

$$\theta_M = 180° - \theta_m$$

由于：

$$\theta_M = \frac{b\pi}{\lambda_M/2} = \frac{2\pi b}{\lambda_M}, \theta_m = \frac{b\pi}{\lambda_m/2} = \frac{2\pi b}{\lambda_m}$$

则：

$$b = \frac{\frac{\lambda_m}{2}\frac{\lambda_M}{2}}{\frac{\lambda_m}{2} + \frac{\lambda_m}{2}}$$

式中：b——防振锤安装距离(m)。

电线振动的波长为：

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{d}{400v}\sqrt{\frac{T}{m}}$$

从上式可知，风速 v 大时波长较短，反之较长。另外电线张力较大时，波长较长。故可用最低气温时电线的最大张力与最小起振风速代入上式，求得最大波长。用最高气温时电线的最小张力与最大起振风速代入后，求得最小波长，然后将波长代入上述公式，即可求得防振锤安装距离。此距离应从电线离开线夹活动点处算起，如图 16-21 所示。

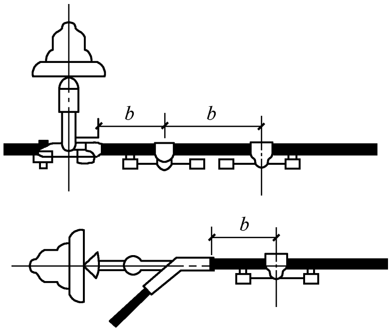


图 16-21 防振锤安装距离示意图

由于电线处在最低或最高气温的情况甚为稀有，而且前述冲击力的频率计算公式中系数 K 的取值不是唯一的，因此在工程设计中常采用简化式来计算防振锤的安装距离：

$$b = 0.415 \times 10^{-3} \times D\sqrt{\frac{9.81T}{W}}$$

式中：b——防振锤安装距离(m)；

D——导线直径(mm)；

T——平均运行张力(N)；

W——导线单位长度重力(N/m)。

16.9.6 阻尼间隔棒的配置方法

阻尼间隔棒是可以抑制次挡距振荡的设备，它放置在接近波峰的地方，才能使阻尼元件发挥作用。这就要求间隔棒按不等次挡距布置。从抑制次挡距振荡的要求出发，对开阔地带和非开阔地带的最大次挡距 S_{max} 可取 66m 和 76m。对于不等次挡距系统，其最大次挡距可

能超过 S_{max}，但因阻尼间隔棒具有较高的消振性能，稍有超过是可以的。次挡距的安排如下。

1.恩居方法

$$N=2:0.55S+S+0.45S$$

$$N=3:0.55S+0.9S+1.1S+0.45S$$

$$N>3，且为双数:0.55S+0.9S+1.1S+\cdots+0.9S+1.1S+S+0.45S$$

$$N>3，且为单数:0.55S+0.9S+1.1S+\cdots+0.9S+1.1S+0.45S$$

2.近似的候效方法

$$N=2:0.6S+S+0.4S$$

$$N=3:0.65S+1.05S+0.8S+0.5S$$

$$N=4:0.6S+S+0.85S+S+0.55S$$

$$N=5:0.6S+S+0.8S+1.05S+S+0.55S$$

$$N>5，且为双数:0.6S+S+0.9S+1.1S+\cdots+0.9S+1.1S+0.85S+S+0.55S$$

$$N>5，且为单数:0.6S+S+0.9S+1.1S+\cdots+0.9S+1.1S+S+0.85S+S+0.55S$$

以上各式中，$N=l/S_{max}$ 向上进位取整数：

$$S=l/N$$

式中：l——挡距(m)；

N——间隔棒数。

次挡距的安排中，杆塔两侧的端次挡距不相同；对挡距中心来说，两边宜不对称。

16.9.6 阻尼线

阻尼线取材方便，频率特性较宽，对高频振动有更好的防振效果。一般采用与被保护电线规格相同的短段电线用线夹挂于被保护电线的悬挂点两侧，松弛悬挂，多点固定，形成多个“花边”。阻尼线的长短决定于需消振能量的大小，确定其安装距离的基本原则与防振锤一致。总之，确定安装方案时力求对各种可能发生的频率均有较显著的阻尼作用。

17 电力系统规划设计

17.1 电力系统规划设计的内容和方法

17.1.1 电力需求预测的一般规定

规范引用 《电力系统设计技术规程》(DL/T 5429—2009)

4.0.1 电力需求预测包括电力需求现状分析、需电量预测、电力负荷预测、负荷特性预测等。

4.0.2 电力需求预测应以国民经济发展和社会发展规划为基础,进行电力市场调研,收集与电力需求预测相关的现状及历史资料,研究电力需求与国民经济、社会发展和环境等相关因素之间的关系;分析电力需求的内在规律,把握市场发展趋势,预测未来的需电量、电力负荷和负荷特性。

4.0.3 电力需求预测可采用用电单耗法、递增率法、弹性系数法、回归分析法。时间序列法。专家预测法等方法,应根据具体情况,选择 3 种及以上方法进行联测,并相互校核。提出 2~3 个预测水平,经综合分析,提出推荐意见。

4.0.4 编制电力负荷曲线并给出其特性指标:

1 日负荷曲线及特性指标:日负荷率 γ、最小负荷率 β 等。

2 年负荷曲线及特性指标:月不均衡系数 σ、季不均衡系数 ρ、负荷静态下降系数 K_j、负荷年平均增长率 K_{zzl}、年最大负荷利用小时数 T_{max}、年最大负荷利用率 δ 等。

17.1.2 电力负荷的分类

规范引用 《电力系统设计手册》

1. 电力负荷按物理性能分类

电力负荷按物理性能可分为有功和无功负荷。有功负荷把电能转换为其他能量,是在用电设备中实际消耗的功率。无功负荷一般由电路中储能元件(电感或电容)引起,在晶闸管控制的电路中,由触发角引起的电流畸变形成了在逆变和整流过程中消耗的无功功率。在系统规划设计中除了需要考虑有功负荷的电力平衡外,还需要进行无功平衡,并对无功问

题进行分析。

2. 电力负荷按电能的生产和销售过程分类

电力负荷按电能的生产、供给和销售过程,可分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。系统的发电负荷(或称系统综合发电最大负荷)为一个系统中各发电厂同一时间的实际发电出力合计值。系统发电负荷扣除厂用电后,就是系统的供电负荷,供电负荷扣除线路及变压器损失(线损)后,就是系统的用电负荷。

3. 电力负荷按突然中断供电造成的损失程度分类

电力负荷按国家制订负荷分级建设标准可分为一、二、三级负荷。一级负荷,包括中断供电将造成人身伤亡和将在政治、经济上造成重大损失的负荷,如造成重大设备损坏,打乱重点企业生产秩序并需要长时间才能恢复,重要铁路枢纽无法工作,经常用于国际活动的场所秩序混乱等的负荷。

对于一级负荷的供电要求可靠,一般要求有1个以上的供电电源[例如来自不同的变电所或发电厂,或虽来自同一变电所(或发电厂),但故障时相互不影响的不同母线段供电电源]。

4. 电力负荷按用电特性分类

电力负荷按用电特性又可分为一般负荷和特殊负荷。特殊负荷对电力系统有特殊的影响。例如电气化铁道负荷,为单相整流型负荷,会引起所供电的系统产生负序和谐渡问题;轧钢负荷是冲击负荷,会引起系统电压剧烈波动及机组产生功率振荡等问题。对于这类负荷,需要研究其对所供电的电力系统的影响,并研究措施予以解决。

5. 电力负荷按所属行业分类

电力负荷按所属行业分类,可分为城乡居民生活用电和国民经济行业用电。国民经济行业用电共分7大类。

(1)农、林、牧、渔、水利业:包括这些行业的生产用电及有关的服务业(如拖拉机站等)用电。

(2)工业:包括有重工业、轻工业和农副产品加工及乡村办的工业企业的生产用电。其中重工业一般指制造生产资料的工业;轻工业一般指提供生活消费品和制作手工器具的工业。电力工业生产耗用的厂用电及损失,也列入工业用电中。

(3)地质普查和勘探业:包括矿产、石油、海洋、水文地质调查业、水文、工程和环境地质调查业等的用电。

(4)建筑业:凡属于建筑业生产经营活动过程的用电(包括基本建设和更新改造),即包括各行各业与建筑业有关的用电。

(5)交通运输、邮电通信业:交通运输业用电除包括铁路、公路、航空、水上运输用电外,还包括石油、天然气、煤炭等的管道运输业用电。邮电通信业用电包括邮政业、电信业的用电。

(6)商业、公共饮食业、宾馆、广告、物资供销和仓储业的用电。

(7)其他事业:包括房地产管理业、公用事业、居民服务和咨询服务业、卫生,体育和社会福利、教育、文化艺术等的用电。

6. 电力负荷按在电网中的用电层次分类

电力负荷按在电网中的用电层次分类,包括有变电所,分区及全网负荷等。一般用变电所负荷确定变压器的容量及台数,这也是电力系统进行潮流计算的基础。分区负荷用以确

定地区间的功率交换，从而确定架设地区间联络线的必要性。全网负荷用以进行电力平衡，确定系统中必须的装机容量。

17.1.3　电力负荷预测方法

规范引用　《电力系统设计手册》

1．调查研究

为了做好负荷预测工作，必须对电力系统负荷的现状及历史统计资料进行调查，搜集规划各行业用户的发展资料，要研究那些电力负荷所代表的国民经济各行各业的发展规律，摸清这些行业实际发展的可能性。为了很好地掌握系统中用电增长的因素和规律，需要在充分调查研究的基础上，对以下内容进行分析：

(1)能源变化的情况与电力负荷的关系。

(2)国民生产总值增长率与电力负荷增长率的关系。

(3)工业生产发展速度与电力负荷增长速度的关系。

(4)设备投资、人口增长与电力负荷增长的关系。

(5)电力负荷的时间序列发展过程。

此外尚需就电力负荷水平与反映经济和社会情况的变量影响进行分析，这些变量包括：人口、经济形势、经济政策、经济指数、市场情况、物价因素、电价因素、城乡居民家用电气化情况、燃料供应及其价格等。

2．负荷预测方法

需电量的预测方法如下。

(1)用电单耗法

这个方法是根据预测期的产品产量(或产值)和用电单耗计算需要的用电量，即

$$A_h = \sum_{i=1}^{n} Q_i U_i \tag{17-1}$$

式中：A_h——某行业预测期的需电量；

U_i——各种产品(产值)用电单耗；

Q_i——各种产品产量(或产值)。

当分别算出各行业的需用电量之后，把它们相加，就可以得到全部行业的需用电量。这个方法适用于工业比重大的系统。对于中近期负荷预测(中期负荷预测的前 5 年)，此时，用户已有生产或建设计划，根据我国的多年经验，用单耗法是有效的。

(2)弹性系数法

电力弹性系数 k_t 是指用电量的年平均增长率 k_{zch} 与国民生产总值年平均增长率 k_{gzch} 的比值，即

$$k_1 = \frac{k_{zch}}{k_{gzch}} \tag{17-2}$$

当缺乏国民生产总值年平均增长率的数据时，一般就用工农业总产值的年平均增长率来代表。

电力弹性系数是一个宏观指标，可用作远期规划粗线条的负荷预测。

有了弹性系数及国民生产总值的年平均增长率，就可以计算规划年份所需用的电量，即

$$A_m = A_0(1 + 1k_t k_{gzch}) \quad (17\text{-}3)$$

式中：A_m——预测期末的需用电量；

A_0——预测期初的需用电量；

k_t——电力弹性系数；

k_{gzch}——国民生产总产值的年平均增长率；

n——计算期的年数。

(3)回归分析法

回归分析法是利用数理统计原理，对大量的统计数据进行教学处理，并确定用电量与某些自变量例如人口、国民经济产值等之间的相关关系，建立一个相关性较好的数学模式即回归方程，并加以外推，用来预测今后的用电量。回归分析包括一元线性、多元线性和非线性回归法。一元线性回归方程以 $y=a+bx$ 表示，其中 x 为自变量，y 为因变量，a、b 为回归系数。

多元线性回归方程为 $y=a_0+a_1x_1+a_2x_2+\cdots+a_nx_n$。非线性回归方程因变量与自变量不是线性关系，如 $y=ax+bx^n$ 等，但经过变换后仍可转换为线性回归方程。

根据历史数据，选择最接近的曲线函数，然后用最小二乘法使其间的偏差之平方和为最小，求解出回归系数，并建立回归方程。然后再用相关系数检验，认为合格后，则回归方程是有意义的，并可算出回归方程的标准偏差，作出回归方程所预测结果的置信度。回归方程求得以后，把待求的未来点代入方程，就可以得到预测值。此外还可测出置信区间。

从理论上讲，任何回归方程的适用范围一般只限于原来观测数据的变化范围内，不允许外推，然而实际上总是将回归方程在适当范围内外推。

用回归法预测负荷时，若取用过去若干年的历史资料正处于发展上涨快的时期，则预测未来越来越快，反之，若取用下降时，则预测未来越来越慢。目前这种方法在国内的工程中实际应用不多。

(4)时间序列法

这方法是根据历史统计资料，总结出电力负荷发展水平或负荷的年增长率或负荷的多年平均增长率(5 年或 10 年)与时间先后顺序的关系。即把时间序列作为一个随机变量序列，用概率统计的方法，尽可能减少偶然因素的影响，做出电力负荷(或增长率)随时间序列所反映出来的发展方向与趋势，并进行外推，以预测未来负荷的发展水平。简单平均法、加权平均法等都属于时间序列法。时间序列法一般用于中长期电力负荷预测中，尤其是常用负荷的多年平均增长率来预测中长期的负荷增长水平。

(5)商业用电预测方法

归纳起来主要有两种方法。

①直接外推法。即将商业用电的历史数据，拟台出商业总用电量增长曲线，外推到所需预测的时刻，得到商业总用电量预测值。

②比例法。即根据统计数据找出商业用电与居民生活用电之间的比例关系，外推这个比例关系，乘以居民用电量求得。

(6)居民生活用电预测方法

城镇居民生括用电与人均收入情况、家庭人口多少及居民住房条件有关，一般按以下两种方法预测。

①综合用电水平法。按照居民人数及每人平均耗电量得到居民总用电量。

②负荷密度法。根据对不同规模城市的调查，参照城市发展规划、人口规划、居民收入水平增长情况等，用每平方公里面积用电量，来测算城镇负荷水平。

(7)农业用电预测方法

可按每亩地的平均用电量来测算，也可按分项计算，例如排灌、农、牧、林、渔业的生产用电和农村照明等。按照有关文件规定，多镇企业和农村个体工业中，凡符合工业生产条件的，应列入有关的工业行业，不列入农业；不够工业生产条件的，列入农业用电。

3. 最大负荷预测方法

(1)最大负荷利用小时法

在已知某规划年的需电量后，可用年最大负荷利用小时数来预测年最大负荷，即

$$P_{n.\max} = \frac{A_n}{T_{\max}} \tag{17-4}$$

式中：$P_{n.\max}$——年最大负荷(MW)；

A_n——年需用电量(kWh)；

$T_{\max}$——年最大负荷利用小时数(h)。

各电力系统的年最大负荷利用小时数，可根据历史统计资料及今后用电结构变化情况分析确定。

(2)年负荷率法

年最大负荷可按下式计算

$$P_{n\cdot\max} = \frac{A_n}{\gamma_p \sigma \rho \times 8760} \tag{17-5}$$

式中：$P_{n\cdot\max}$——年最大负荷(MW)；

A_n——年需用电量(kWh)：

σ——月不均衡系数；

γ_p——月最大负荷日的平均日负荷率。

用该方法预测最大负荷时，需要对预测期的负荷曲线或负荷曲线特性指标进行预测，工作量大，且较复杂。

4. 变电所最大供电负荷和全网最大发电负荷的计算

(1)同时率

按以上方法预测了某地区或各行业的最大负荷后，各变电所、各省、地区及全网的综合用电最大负荷，不是等于各用户最大负荷值的直接相加，而应乘以一个小于1的同时率K，这是因为各用户的最大值不可能在同一时刻出现，一般同时率的大小与电力用户的多少、各用户的用电特点等有关。每个系统应根据实际统计资料确定，当无实际统计资料时，可参考下列数值：

各用户之间　　$K=0.85\sim1.0$

用户少或有特大用电负荷时　　$K=0.95\sim1.0$

用户特别多时　　$K=0.7\sim0.85$

地区或系统之间　　$K=0.9\sim0.95$

各行业用户的同时率可参考以下数据：

用户种类　　同时率K

一班制生产　　0.94～0.95

二班制生产　　0.95～0.97

三班制生产　　0.97～0.98

煤炭工业　　0.95

有色金属工业　　0.97～0.98

化学工业　　0.98～1.0

塑料纤维联合工业　　1.0

水泥工业　　0.98～1.0

日常生活用电　　0.92～1.0

农业用电　　0.9～0.97

电力牵引　　1.0

(2)变电所最大供电负荷的确定

变电所最大供电负荷可按下式计算

$$P_{b\cdot max} = K\sum P_{y\cdot max} \tag{17-6}$$

式中：$P_{b\cdot max}$——变电所最大供电负荷；

K——同时率；

$P_{y\cdot max}$——变电所各用户最大负荷。

(3)全网最大发电负荷的计算

全网最大发电负荷可按下式计算

$$P_{f\cdot max} = \frac{K\sum P_{b\cdot max}}{(1-K_{cy})(1-K_{xs})} \tag{17-7}$$

式中：$P_{f\cdot max}$——全网最大发电负荷；

K——同时率；

K_{cy}——厂用电率；

K_{xs}——线损率。

17.1.4　电源规划

规范引用　《电力系统设计手册》

1.电源规划的任务

电源规划是电力系统规划设计的核心，它不但对整个国民经济，特别是电力工业的发展有重大影响，而且也涉及到有关部门巨额的投资支出，因此，电源规划受到日益广泛的重视。

电源规划的任务是根据某一时期预测的负荷需要量，在满足一定可靠性水平的条件下，寻求一个最经济的电源建设方案。电源规划的主要任务是根据用电负荷的性质，研究电力系统内电源类型的结构和电源的布点，其具体内容为：

(1)规划年份需要建设的发电总容量(包括机组台数、单机容量等)。

(2)规划期内逐年建设的发电容量。

(3)新扩建发电容量的安装地点。

(4)根据电力系统内用电负荷性质和需要量的要求，提出逐年建设电源的组成类型，选择相应的机组，特别要重视调峰电源的规划。

2.电源规划的一般原则

电源方案设计同样应遵循可靠性、灵活性、和经济性的原则。具体地说，电源方案设计一般应注意：

(1)每个大区电力系统要重点设计建设若干个大型骨干电厂或电源基地，以保证本区内国民经济发展对电力供应的需要。

(2)电厂的规模、单机容量应与电力系统容量相适应。考虑到我国目前各大区电力系统已建成相当大的容量(如华东、东北、华北、华中等电力系统容量均已超过 2000 万 kW)，因此，在今后的电源建设中，应优先采用单机容量为 30 万 kW 及以上的机组。

(3)应优先推荐建设条件优越、经济指标好的水力发电厂。对调节性能差、季节性电能大的水力发电厂，必须研究对季节性电能的合理利用问题。

(4)扩建电厂与新建电厂的比例应适度，以便规划期以后的年份内电力系统中有必要的接续电厂。

(5)各电源方案技术经济指标相差不大时，宜优先考虑能提高电力系统稳定水平的电源方案，如在负荷中心建设火电厂，建设在长距离输电中有支撑作用的中间电源点等。

(6)电量流向应与发电燃料的运输方向相一致，电源规划中不应产生煤电倒流现象。

(7)在规划电源方案、考虑系统总装机总量时，应具有足够的备用容量。以保持系统经常在额定频率下运行。

17.1.5　电源方案的常规设计方法

《电力系统设计手册》

规 范 引 用

一、概述

从上述两个典型的电源优化软件可知，为了寻求和论证最优电源开发方案，电源规划模型应对以下问题作出定量的分析：

①电源结构的合理性；

②规划方案所需一次能源及燃料费用；

③规划方案的投资流和年运行费用；

④供电的可靠性指标；

⑤规划方案与负荷增长、燃料价格和机组投资等的灵敏度分析；

⑥推迟某些关键项目的影响。

所有这些问题都使电源规划工作非常复杂。从数学上来说，电源规划模型具有高维数、非线性及随机性的特点。

首先，电源规划需要处理各种类型的发电机组，并要考虑相当长时期(远景规划可达 30 年以上)系统电源的过渡问题，这样在规划中所涉及的决策变量数是十分惊人的。这种维数障碍使我们往往难以应用运筹学中的典型算法。

其次，发电机组的投资现值和年运行费用都不是有关决策变量的线性函数。另外，一些约束条件，例如可靠性约束条件，也是非线性的。因而电潦规划的数学模型实质上是非线性模型，给求解带来很大困难。

最后，电源规划所需的基础数据，如负荷预测数据、燃料和设备的价格、贴现率等都包含不确定性的因素，从而使电源规划问题具有明显的随机性质，这样我们不仅要寻求最优电源

开发方案,还要对该方案进行一系列的灵敏度分析,增加了电源规划问题的复杂程度。

对于这样复杂的问题,即使利用现代大型电子计算机,要在合理的运算时间里严格地求出最优解也几乎是不可能的。所以目前电源优化软件都作了一些简化,这不可避免地影响着优化结果;另一方面,原始资料和参数的误差以及很多难以用数学式表达的因素也都使优化结果失真。因此,电源优化软件在数学上严格的最优解对实际工程问题而言未必是真正的最优。所以,目前在工程设计中,电源方案的常规设计方法仍然起着不可替代的作用。

二、常规设计方法的步骤

"常规设计方法"是根据各年度电力系统的需要,拟出几个电源组合方案,进行多方案比较。在比较时,要明确各方案相应的发电煤源、运输方案和输电网络,然后计算煤、电(电厂、电网)、运(水运、铁路运辖)以及综合的投资与年运行费,并把其折算成使用期内的年费用或某一年的总费用,进行综合比较后,提出各年度的电源建设方案。必要时可计算各个方案发电系统的可靠性、未供电量,并将未供电量费用纳入经济比较中。

1. 确定设计年度系统需要的新增装机容量

根据设计范围的电力电量需求预测,确定设计年度系统需要的新增装机容量。为此,需进行如下工作:

1)负荷水平预测

根据电力系统规划设计或电管局、省电力局为电源方案设计提供的负荷资料,列出本区域逐年电力电量增长水平,并简述负荷增长因素。

根据需要提出各种负荷曲线,如年负荷持续曲线,月最大、月平均、典型周、典型日负荷曲线等,或相关的季、月不均衡率等负荷特性参数值。

必要时分析某些负荷可能变化的幅度,以便对方案设计进行灵敏度分析。

2)现有和在建电源统计

(1)现有各电源简况,如类型、单机容量、机组台数、运行参数等;

(2)设计期内将退役机组简况,如退役台数、容量及退役年份安排;

(3)在建和已立项电源情况,包括电源类型、规模、单机容量及台数、运行参数。

3)电力电量平衡

进行电力电量平衡(电力、电量一般均按发电负荷、发电量计列),得出设计年度需要新增加的发电装机,列表时可参考表17-1或表17-2。此两表可选其一使用,亦可同时应用、互相校验。

表17-1 电量平衡表 (单位:×××)

项目	年	年	年	年	年
(一)需要最大发电负荷					
(二)需要装机容量					
(三)现有装机容量					
(四)退役机组容量					
(五)在建机组容量					
(六)需新增容量					

注 ①"(二)"为"(一)"乘以"(1+备用率)",备用率一般取0.2~0.3(系统容量大时取小值;系统容量小时取大值)。②"(六)"为"(二)"减去"[(三)+(五)-(四)]"。

表 17-2 电量平衡表 (单位:×××)

项目	年	年	年	年	年
(一)需发电量					
(二)现有机组可发电量					
(三)退役机组发电量					
(四)在建机组预计发电量					
(五)需新增机组发电 量					
(六)新增机组容量					

2. 拟出电源方案(一般挂 3～5 个年度列出)

1)列出待选电源基本情况

待选电源一般应是已完成可行性研究或初步可行性研究设计,并经上级有关部门审查过的电源。在规划设计期内当待选电源总容量满足不了负荷增长的需要时,可考虑选一些正在进行初步可行性研究工作的电源或只踏勘过相当于预初步可行性研究工作深度的电源进行电力电量平衡,但在最后推荐电源方案时,应注意这些电源条件的落实情况,如前期工作深度不能满足,必要时也可以带条件提出一些规划期内需要建设新电源的方案,诸如电源类型、建设地点的要求等。

列出待选电源已完成的工作深度、厂址技术条件及存在的主要问题,包括:电源位置、规模、水源、灰场、环保、燃料来源、交通运输等。对于水电厂,还应包括综合利用情况、年发电量、调节性能及主要动能经济指标等。

列出待选电源最早发电年份、逐年允许装机进度、机组寿命。

列出待选电源工程造价、投资、影子价格(在有条件时)及运行特性指标,包括技术最小出力、强迫停运率、发电煤耗、到厂煤价、运行维护费、检修天数等。

2)从待选电源中组成各年度电源方案

同一年度电源方案一般总容量应相等,但单机容量、建设地点、机组类型各异。各个电源方案必须具备下述可比条件:①在产品数量(包括出力、电量、热量等),质量,供电可靠性和提供时间上,能同等程度地满足系统发展需要;②对国家各项资源的利用和影响,各方案均能平衡或对等可比。

3. 收集整理与各电源方案相对应的能源情况

(1)区内有关各种燃料(原煤、褐煤、洗中煤、洗渣煤、泥煤、油页岩、天然气等)的分布地点、蕴藏量、开采方式、开采规划、开采年限。

(2)燃料的质量(发热量、工业分析与元素分析),矿的投资,燃料生产成本及售价。

(3)当计划、规划中建设洗煤场时,应收集其投资以及洗中煤、洗渣媒的数量、发热量成本、售价等。

以上资料的收集、整理均应围绕或针对电源方案中发电用煤而进行。

4. 收集整理电源与煤源间的交通运输情况

(1)简述区内交通运辖(铁路,海、江、河的航道,公路)的基本现况及规划情况,如铁路的通过能力、改造规划,航道的通航期,码头的吞吐能力,桥梁的载重量,隧道(洞)的尺寸等,以及各种混合运输方式接口的吞吐能力及运输费用。

(2)现有发电燃料和在建、已立项待选电源燃料的运输路径、运输方式、运距、运输成本

和运价;为运输燃料而引起新建、扩建运输能力所需的投资或分摊投资。

以上资料的收集、整理同样应围绕、针对与电源方案有关的运输而进行。

5. 论述与各电源方案相配套的电网建设方案

利用网络方案设计方法,计算网络投资和运行费(含电能损失费)以上所述的电源、能源、交通运输、电网是一个有机的整体,互相联系,不可分割。在建立电源方案以后,引出了相应的能源、交通运输、电网方案;而能源、交通运输、电网方案反过来影响电源方案的建立,电源方案应在能源、交通运输和负荷分布基础上产生。因而,上述 4 项工作应统筹考虑,往往需要反复试凑几次,才能趋于完善。

6. 进行煤、电、运经济比较

1)经济比较的内容

经济比较时,各设计年度(或逐年)应有如下内容:

(1)投资:①煤矿投资;②发电厂投资;③电网(送变电)投资;④运输投资;⑤补充投资。

(2)年运行费:①发电燃料费;②运输费;③维护费(应包括发电厂、送电线路和变电部分);④电能损失费;⑤未供电量费。

2)经济比较的方法

把上述各年的投资和年运行费,运用第十五章的方法,折算成某一年的总费用(或折算到使用期内每年等年值的年计算费用),以衡量各方案经济效益,比较经济上的优劣。

3)经济比较中需说明的几个问题

(1)交通运输部门的费用计算,可按下列 3 种情况考虑。

①当交通运输能力有裕度,电厂燃煤运输所增加的货运量不大,运输部门不需要改建或增建运输设备时,可不计运输投资,运费按运价计算。

②当交通运输已无剩余能力,而预测的货运量又增长较快,其中电厂燃煤运量占一定比例,运输部门近期内已有改建或扩建计划时,则投资计算应按增加货运量的比例分摊运输投资,运费按运输成本计算。

③当交通运输能力在相当长时期内不能适应货运量的要求,但只是由于电厂燃煤运输量的增加而引起运输部门增加改建或扩建工程,且其能力仅为满足电厂燃煤运输量时,则投资计算应计入全部运输投资,运输费按运输成本计算。

(2)进行电价计算时,若电价按校正电价计算,不再计算由于网损引起的补充装机投资;若电价以电能成本计算,在补充投资栏目中应列入补充装机费用。

(3)当燃料按成本计算时,则应计煤矿投资;当燃料按售价计算时,则不计煤矿投资。

(4)当有水电厂参与方案比较时,由于水电投入后能替代多少燃料是关系到水电效益的重要问题,所以,根据水电厂在日负荷曲线工作位置的不同,来确定其他方案中火电厂的替代煤耗。一般说来,水电带尖峰时,替代的煤耗最高;水电带腰荷时,替代的煤耗次之;水电带基荷时,替代的煤耗最低。当水电厂参与方案比较时,还应计入水火电厂间配合运行和跨流域的水库调节等效益,水电在防洪、灌溉、航运等方面的综合利用效益。

(5)当电源方案比较涉及到联网问题时,应计入联网带来的效益和所增加的费用,可按表 17-3 的内容全面考虑。

(6)燃料费的计算,应对各方案进行生产模拟计算求得。对大型电力系统,手算往往是无法实现的,只能借助于前节介绍的软件中生产模拟的计算功能或另编电算软件计算而得。当各电源方案中待选的水电电源在负荷曲线上运行的位置基本相同时,可近似地用本方案

的平均煤耗乘以发电量求得。

表 17-3 联网计算项目表

	联网方案节约	联网方案增加
投资	使综合最大负荷压低而减少工作容量所节约的投资	送变电工程增加的投资
	减少系统备用容量所节约的投资	
	提高水电工作出力而减少火电容量的投资	
	火电厂单机容量增大所节约的投资	
	多利用季节性电能所节约的煤矿投资	
年运行费	减少火电容量所节约的运行费(只包括维修费)	增加的送电线、变电设备的运行费
	节约的燃料费用	增加的电能损失费

(7)各方案的未供电量费,应采用本区域内单位电能产生的国民经济总产值的平均值乘以未供电量。未供电量应对各电源建设方案进行可靠性计算求得。手算往往也是不可能胜任的,同样只能借助于上述软件中的可靠性计算功能或另编可靠性计算软件予以计算。当各电源方案待选电源的构成基本一样、总装机容量相等(常规电源方案设计一般是如此处理的)时,则认为各方案具有相同的可靠性,在经济比较中可以不计未供电量的差别。

7. 将对结果影响较大的因素做部分或全部灵敏度分析

①发输变电造价;

②燃料成本或售价,煤矿造价;

③运输成本或运价,增加的运输设备造价;

④贴现率;

⑤建设周期。

8. 综合分析,得出推荐结论

经济比较是选择电源方案的主要因素,但不是唯一因素。应在经济比较的基础上,结合灵敏度分析的情况,综合下列因素对各电源方案进行全面、综合的分析后进择推荐方案。

①对国民经济其他部门的影响;

②国家能源政策;

③国家资源(如土地、劳力、矿藏)利用政策;

④国家物资、设备的平衡;

⑤环境保护和生态平衡;

⑥工程规模和措施是否与现有技术水平相适应;

⑦缩短建设工期和改善技术经济指标的可能性和必要性;

⑧建设条件和运行条件;

⑨对人民生活条件的影响;

⑩对远景发展的适应性。

17.2 电力系统安全稳定运行的基本要求

规范引用 《电力系统安全稳定导则》(DL 755—2001)

2.1 总体要求

2.1.1 为保证电力系统运行的稳定性,维持电网频率、电压的正常水平,系统应有足够的静态稳定储备和有功、无功备用容量。备用容量应分配合理,并有必要的调节手段。在正常负荷波动和调整有功、无功潮流时,均不应发生自发振荡。

2.1.2 合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电网的规划设计阶段,应当统筹考虑,合理布局。电网运行方式安排也要注重电网结构的合理性。合理的电网结构应满足如下基本要求:

①能够满足各种运行方式下潮流变化的需要,具有一定的灵活性,并能适应系统发展的要求;

②任一元件无故障断开,应能保持电力系统的稳定运行,且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压允许偏差的要求;

③应有较大的抗扰动能力,并满足本导则中规定的有关各项安全稳定标准;

④满足分层和分区原则;

⑤合理控制系统短路电流。

2.1.3 在正常运行方式(含计划检修方式,下同)下,系统中任一元件(发电机、线路、变压器、母线)发生单一故障时,不应导致主系统非同步运行,不应发生频率崩溃和电压崩溃。

2.1.4 在事故后经调整的运行方式下,电力系统仍应有规定的静态稳定储备,并满足再次发生单一元件故障后的暂态稳定和其它元件不超过规定事故过负荷能力的要求。

2.1.5 电力系统发生稳定破坏时,必须有预定的措施,以防止事故范围扩大,减少事故损失。

2.1.6 低一级电压电网中的任何元件(包括线路、母线、变压器等)发生各种类型的单一故障,均不得影响高一级电压电网的稳定运行。

2.2 电网结构

2.2.1 受端系统的建设

2.2.1.1 受端系统是指以负荷集中地区为中心,包括区内和邻近电厂在内,用较密集的电力网络将负荷和这些电源连接在一起的电力系统。受端系统通过接受外部及远方电源输入的有功电力和电能,以实现供需平衡。

2.2.1.2 受端系统是整个电力系统的重要组成部分,应作为实现合理电网结构的一个关键环节予以加强,从根本上提高整个电力系统的安全稳定水平。加强受端系统安全稳定水平的要点有:

①加强受端系统内部最高一级电压的网络联系;

②为加强受端系统的电压支持和运行的灵活性,在受端系统应接有足够容量的电厂;

③受端系统要有足够的无功补偿容量;

④枢纽变电所的规模要同受端系统的规模相适应;

⑤受端系统发电厂运行方式改变，不应影响正常受电能力。

2.2.2 电源接入

2.2.2.1 根据发电厂在系统中的地位和作用，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；在经济合理与建设条件可行的前提下，应注意在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂，主力电厂宜直接接入最高一级电压电网。

2.2.2.2 外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大，具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

2.2.3 电网分层分区

2.2.3.1 应按照电网电压等级和供电区域合理分层、分区。合理分层，将不同规模的发电厂和负荷接到相适应的电压网络上；合理分区，以受端系统为核心，将外部电源连接到受端系统，形成一个供需基本平衡的区域，并经联络线与相邻区域相连。

2.2.3.2 随着高一级电压电网的建设，下级电压电网应逐步实现分区运行，相邻分区之间保持互为备用。应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电压等级的电磁环网，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器。

2.2.3.3 分区电网应尽可能简化，以有效限制短路电流和简化继电保护的配置。

2.2.4 电力系统间的互联

2.2.4.1 电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

2.2.4.2 交流联络线的电压等级宜与主网最高一级电压等级相一致。

2.2.4.3 互联电网在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，并不应超过事故过负荷能力的规定。

2.2.4.4 在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

2.2.4.5 系统间的交流联络线不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行，并可转送规定的最大电力。

2.2.4.6 对交流弱联网方案，应详细研究对电网安全稳定的影响，经技术经济论证合理后方可采用。

2.3 无功平衡及补偿

2.3.1 无功功率电源的安排应有规划，并留有适当裕度，以保证系统各中枢点的电压在正常和事故后均能满足规定的要求。

2.3.2 电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则，并应随负荷(或电压)变化进行调整，避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率，330kV及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

2.3.3 发电机或调相机应带自动调节励磁(包括强行励磁)运行，并保持其运行的稳定性。

2.3.4 为保证受端系统发生突然失去一回重载线路或一台大容量机组(包括发电机失磁)等事故时，保持电压稳定和正常供电，不致出现电压崩溃，受端系统中应有足够的动态无功备用容量。

2.4 对机网协调及厂网协调的要求

发电机组的参数选择、继电保护(发电机失磁保护、失步保护、频率保护、线路保护等)和自动装置(自动励磁调节器、电力系统稳定器、稳定控制装置、自动发电控制装置等)的配置

和整定等必须与电力系统相协调,保证其性能满足电力系统稳定运行的要求。

2.5 防止电力系统崩溃

2.5.1 在规划电网结构时,应实现合理的分层分区原则。运行中的电力系统必须在适当地点设置解列点,并装设自动解列装置。当系统发生稳定破坏时,能够有计划地将系统迅速而合理地解列为供需尽可能平衡(与自动低频率减负荷、过频率切水轮机、低频自启动水轮发电机等措施相配合),而各自保持同步运行的两个或几个部分,防止系统长时间不能拉入同步或造成系统频率和电压崩溃,扩大事故。

2.5.2 电力系统必须考虑可能发生的最严重事故情况,并配合解列点的安排,合理安排自动低频减负荷的顺序和所切负荷数值。当整个系统或解列后的局部出现功率缺额时,能够有计划地按频率下降情况自动减去足够数量的负荷,以保证重要用户的不间断供电。发电厂应有可靠的保证厂用电供电的措施,防止因失去厂用电导致全厂停电。

2.5.3 在负荷集中地区,应考虑当运行电压降低时,自动或手动切除部分负荷,或有计划解列,以防止发生电压崩溃。

2.6 电力系统全停后的恢复

2.6.1 电力系统全停后的恢复应首先确定停电系统的地区、范围和状况,然后依次确定本区内电源或外部系统帮助恢复供电的可能性。当不可能时,应很快投入系统黑启动方案。

2.6.2 制定黑启动方案应根据电网结构的特点合理划分区域,各区域必须安排1～2台具备黑启动能力机组,并合理分布。

2.6.3 系统全停后的恢复方案(包括黑启动方案),应适合本系统的实际情况,以便能快速有序地实现系统的重建和对用户恢复供电。恢复方案中应包括组织措施、技术措施、恢复步骤和恢复过程中应注意的问题,其保护、通信、远动、开关及安全自动装置均应满足自启动和逐步恢复其他线路和负荷供电的特殊要求。

2.6.4 在恢复启动过程中应注意有功功率、无功功率平衡,防止发生自励磁和电压失控及频率的大幅度波动,必须考虑系统恢复过程中的稳定问题,合理投入继电保护和安全自动装置,防止保护误动而中断或延误系统恢复。

17.3 无功补偿型式选择及容量配置

17.3.1 无功补偿设备选型

(1)调相机、静止无功补偿器、电容器电抗器组的选型。按综合性能基本一致考虑,并联无功补偿设备分为三大类,即并联电容器电抗器组合、调相机、静止无功补偿器。

并联电容器电抗器组具有投资省、电能损耗小、维护简单、建设工期短等优点,在一般情况下,应首先采用电容器电抗器组作为无功补偿设备。

由于调相机在系统事故时,快速反应能加大无功出力,提高故障点电压,对系统稳定有利。因而曾得到相当的应用,但是,调相机又是具有机械惯性的移动设备,与相同容量的汽轮发电机组相比,转子较轻,转动惯量小,系统事故时,其行为对输电系统稳定的利弊与电网结构有关。当电网结构较强且受端系统容量大时,调相机对系统稳定有利;在电网结构单薄

(如大系统单回线长距离向一地区系统送电)时,受端系统中调相机的摆动对地区系统的稳定会有不利影响。调相机因其在经济、安装、运行等方面的缺点,安装容量受到了抑制。所以,在工程设计中采用调相机进行补偿时,需做具体计算分析。

静止无功补偿器是既具有调相机的特性,又有电容器补偿装置优点的无功补偿设备,单位造价与调相机相当,目前在冶金行业已采用。电力系统中在500kV凤凰山、沈阳、郑州、株洲和江门等变电所已投入了由单机容量60～135Mvar相控电抗器组成的静止无功补偿器。装设的目的是:提高220kV侧电压稳定性;提高送电线路输送能力和暂态稳定;提高电网动态稳定和抑制功率振荡;削弱电气化铁道引起的负序电流的影响。

静止无功补偿器和调相机快速补充无功容量、维持系统故障电压的特性,提高了系统暂态稳定,但与投入电容器组相比,其提高幅度不大。经华北电力设计院和东北电力设计院在具体工程中的分析,提高幅度在30%以下。因此,如果考虑用调相机或静止无功补偿器作为提高暂态稳定的措施,需做具体经济技术分析。

静止无功补偿器和调相机提高暂态稳定度与电容器组比较效果不明显的原因分析如下:在系统事故时,电容器无功出力锐减,相反静止无功补偿器和调相机出力增加。但事故切除后,电压恢复,三种设备的无功出力相差不大。影响暂态稳定度的因素,主要是在短暂的故障时间里。目前由于系统继电保护(主保护)和快速开关已能使系统故障迅速切除(一般220kV线路故障切除时间为0.15s;500kV线路故障切除时间也在0.1s以下),调相机和静止无功补偿器快速补偿无功电力维持电压的特性,未能得到发挥。因此,对提高系统暂态稳定度的效果不会很显著。

在技术需要、经济合理的情况下,也可采用调相机或静止无功补偿器,如以下四种情况:

①长距离送电线路,中间需电压支持,以提高系统稳定时;

②母线电压受负荷影响而变化频繁,幅值虽不大,但影响其他用户供电质量时;

③带有冲击负荷(如轧钢负荷)的母线,无功负荷变化幅值、速率高,需保持供电电压时;

④受端系统稳定需要时。

(2)高压电抗器和低压电抗器选型。500(330)kV电网的无功感性补偿设备为高压电抗器和低压电抗器。低压电抗器单位投资小,运行中可根据系统无功平衡情况灵活投切分组设备。在一般情况下应首先采用低压电抗器,在下列情况时应考虑装设高压电抗器。

①在正常、一重非正常运行方式和一重故障形式下,线路断路器变电所侧和线路侧的工频过电压分别超过网络最高相电压的1.3和1.4倍时;

②当单回线送电发生瞬间接地故障需采用快速单相重合闸保持系统稳定时;

③系统同期并列操作需要时;

④防止发电机自励磁需要时;

⑤发电厂因无功平衡需要,而又不便装设低压电抗器时。

17.3.2 无功补偿容量配置

《光伏发电站无功补偿技术规范》(GB/T 29321—2012)

规范引用

6 无功容量

6.1 基本要求

6.1.1 光伏发电站的无功容量应满足分(电压)层和分(电)区基本平衡的原则,无功补

偿容量应在充分考虑优化调压方式及降低线损的原则下进行配置,并满足检修备用要求。

6.1.2 光伏并网逆变器功率因数应能在超前0.95～滞后0.95范围内连续可调。

6.2 无功容量配置

6.2.1 光伏发电站的无功容量配置应满足《光伏发电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964—2012)的有关规定。

6.2.2 光伏发电站配置容量范围应结合光伏发电站实际接入情况,必要时通过光伏发电站接入电力系统无功电压专题研究来确定。计算时应充分考虑无功设备检修及系统特殊运行工况等情况。

7 无功补偿装置

7.1 无功补偿装置配置

7.1.1 光伏发电站可在升压变压器低压侧配置集中无功补偿装置。无集中升压变压器光伏发电站可在汇集点安装集中无功补偿装置。

7.1.2 光伏发电站无功补偿装置配置应根据光伏发电站实际情况,如安装容量、安装型式、站内汇集线分布、送出线路长度、接入电网情况等,进行无功电压研究后确定。

参考文献

[1]中华人民共和国建设部国家质量监督检验检疫总局．GB 50016—2006 建筑设计防火规范[S]．北京：中国计划出版社，2006.

[2]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50049—2011 小型火力发电厂设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2011.

[3]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50052—2009 供配电系统设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2009.

[4]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50054—2011 低压配电设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2011.

[5]国家技术监督局、中华人民共和国建设部．GB 50058—2014 爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2014.

[6]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50059—2011 35～110kV 变电所设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2011.

[7]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50060—2008 3～110kV 高压配电装置设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2008.

[8]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50062—2008 电力装置的继电保护和自动装置设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2008.

[9]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会．GB 156—2007 标准电压[S]．北京：中国计划出版社，2007.

[10]国家质量技术监督局中华人民共和国建设部．GB 50116—2013 火灾自动报警系统设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2013.

[11]中华人民共和国建设部、中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局．GB 50217—2007 电力工程电缆设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2007.

[12]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50227—2008 并联电容器装置设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2008.

[13]中华人民共和国建设部．GB 50229—2006 火力发电厂与变电所设计防火规范[S]．北京：中国计划出版社，2006.

[14]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB 50260—2013 电力设施抗震设计规范[S]．北京：中国计划出版社，2013.

[15]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB 311.1—2012 绝缘配合第1部分:定义、原则和规则[S].北京:中国标准出版社,2012.
[16]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB/T 26218.2—2010 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定第2部分:交流系统用瓷和玻璃绝缘子[S].北京:中国标准出版社,2010.
[17]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB/T 7409.1~7409.3—2007 同步电机励磁系统[S].北京:中国标准出版社,2007.
[18]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB 1094.1—2013 电力变压器第一部分总则[S].北京:中国标准出版社,2013.
[19]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB 1094.2—2013 电力变压器第2部分:液浸式变压器的温升[S].北京:中国标准出版社,2013.
[20]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB/T 6451—2008 油浸式电力变压器技术参数和要求[S].北京:中国标准出版社,2008.
[21]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB/T 17468—2008 电力变压器选用导则[S].北京:中国标准出版社,2008.
[22]国家技术监督局.GB 15707—1995 高压交流架空送电线无线电干扰限值[S].北京:中国标准出版社,1995.
[23]国家标准局.GB 6830—1986 电信线路遭受强电线路危险影响的容许值[S].北京:中国标准出版社,1986.
[24]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB 12325—2008 电能质量供电电压偏差[S].北京:中国标准出版社,2008.
[25]国家标准化管理委员会.GB 12326—2008 电能质量电压波动和闪变[S].北京:中国标准出版社,2008.
[26]国家技术监督局.GB/T 14549—1993 电能质量公用电网谐波[S].北京:中国标准出版社,1993.
[27]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB/T 15543—2008 电能质量三相电压不平衡[S].北京:中国标准出版社,2008.
[28]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会.GB 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程[S].北京:中国标准出版社,2006.
[29]中华人民共和国住房和城乡建设部.GB 50660—2011 大中型火力发电厂设计规范[S].北京:中国计划出版社,2011.
[30]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5153—2002 火力发电厂厂用电设计技术规定[S].北京:中国电力出版社,2002.
[31]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5186—2004 水力发电厂机电设计规范[S].北京:中国电力出版社,2004.
[32]中华人民共和国国家经济贸易委员会.DL/T 5164—2002 水力发电厂厂用电设计规程[S].北京:中国电力出版社,2002.
[33]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5044—2004 电力工程直流系统设计技术规程[S].北京:中国电力出版社,2004.

[34]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5390—2007 火力发电厂和变电站照明设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2007.

[35] 国家能源局. NB/T 35008—2013 水力发电厂照明设计规范[S]. 北京:中国电力出版社,2013.

[36]中华人民共和国电力工业部.DL 5061—1996 水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范[S]. 北京:中国电力出版社,1996.

[37]国家能源局.DL 5053—2012 火力发电厂职业安全设计规程[S]. 北京:中国电力出版社,2012.

[38]国家能源局.DL/T 5218—2012 220~750kV 变电站设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2012.

[39]中华人民共和国国家经济贸易委员会.DL/T 5155—2002 220~500kV 变电站所用电设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2002.

[40] 国家能源局. DL/T 5242—2010 35kV~220kV 变电站无功补偿装置设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2010.

[41]国家能源局.DL/T 5014—2010 330~500kV 变电站无功补偿装置设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2010.

[42]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5056—2007 变电站总布置设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2007.

[43]中华人民共和国电力工业部.DL 5027—1993 电力设备典型消防规程[S]. 北京:中国电力出版社,1993.

[44]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5352—2006 高压配电装置设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2006.

[45]中华人民共和国水利部. SL 311—2004 水利水电工程高压配电装置设计规范[S]. 北京:中国水利水电出版社,2005.

[46]中华人民共和国国家发展和改革委员会.DL/T 5222—2005 导体和电器选择设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2005.

[47]国家发展和改革委员会.DL/T 583—2006 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件[S]. 北京:中国电力出版社,2006.

[48]中华人民共和国电力工业部.DL/T 843—2010 大型汽轮发电机励磁系统技术条件[S].北京:中国电力出版社,2010.

[49]国家能源局.DL/T 5103—2012 35~110kV 无人值班变电站设计规范[S]. 北京:中国电力出版社,2012.

[50]国家能源局.DL/T 5136—2012 火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2012.

[51]中华人民共和国国家经济贸易委员会.DL/T 5149—2001 220~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2001.

[52]中华人民共和国国家发展和改革委员会. 电能量计量系统设计技术规程 DL/T 5202—2004[S]. 北京:中国电力出版社,2004.

[53]电力工业部电力科学研究院高压研究所.DL/T 620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S]. 北京:中国电力出版社,1997.

[54]中华人民共和国住房和城乡建设部．GB/T 50065—2011 交流电气装置的接地设计规范[S]. 北京:中国标准出版社,2012.
[55]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 5224—2014 高压直流输电大地返回运行系统设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2014.
[56]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 5090—1999 水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则[S]. 北京:中国电力出版社,1999.
[57]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 5091—1999 水力发电厂接地设计技术导则[S]. 北京:中国电力出版社,1999.
[58]中华人民共和国住房和城乡建设部． GB/T 50545—2010 110kV～750kV 架空输电线路设计技术规程[S]. 北京:中国计划出版社,2010.
[59]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 5217—2013 220～500kV 紧凑型架空送电线路设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2013.
[60]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 436—2005 高压直流架空送电线路技术导则[S]. 北京:中国电力出版社,2005.
[61]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 832—2003 光纤复合架空地线[S]. 北京:中国电力出版社,2005.
[62]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 5033—2006 输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程[S]. 北京:中国电力出版社,2006.
[63]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 691—1999 高压架空送电线路无线电干扰计算方法[S]. 北京:中国电力出版社,2006.
[64]国家能源局．DL/T 5429—2009 电力系统设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2009.
[65]中华人民共和国信息产业部．DL/T 5003—2005 电力系统调度自动化设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2005.
[66]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 5002—2005 地区电网调度自动化设计技术规程[S]. 北京:中国电力出版社,2005.
[67]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 5147—2001 电力系统安全自动装置设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2001.
[68]中华人民共和国国家经济贸易委员会．DL/T 723—2000 电力系统安全稳定控制技术导则[S]. 北京:中国电力出版社,2000.
[69]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 5216—2005 35～220kV 城市地下变电站设计规定[S]. 北京:中国电力出版社,2005.
[70]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会．GB/T 7064—2008 隐极同步发电机技术要求[S]. 北京:中国电力出版社,2008.
[71]中华人民共和国住房和城乡建设部、中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局．GB/T 50063—2008 电力装置的电测量仪表装置设计规范[S]. 北京:中国计划出版社,2008.
[72]国家能源局．DL/T 5041—2012 火力发电厂厂内通信设计技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2012.
[73]中华人民共和国国家发展和改革委员会．DL/T 5383—2007 风力发电场设计技术规范

[S]. 北京:中国电力出版社,2007.
[74]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 中国国家标准化管理委员会. GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定[S]. 北京:中国标准出版社,2012.
[75]中华人民共和国住房和城乡建设部. GB 50797—2012 光伏发电站设计规范[S]. 北京:中国计划出版社,2012.
[76]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 中国国家标准化管理委员会. GB 19964—2012 光伏发电站接入电力系统技术规定[S]. 北京:中国标准出版社,2013.
[77]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 中国国家标准化管理委员会. GB/T 29321—2012 光伏发电站无功补偿技术规范[S]. 北京:中国标准出版社,2013.